



Universidad
Carlos III de Madrid

Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos

Ingeniería Técnica Industrial: Mecánica

PROYECTO FIN DE CARRERA

TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN EN PLANTAS SOLARES DE RECEPTOR CENTRAL: ESTUDIO COMPARATIVO

Autor: Israel Pareja Relaño

Tutor: Javier Villa Briongos

Leganés, Septiembre de 2012

Título: Tecnologías de generación en plantas solares de receptor central:
estudio comparativo.

Autor: Israel Pareja Relaño

Director: Javier Villa Briongos

EL TRIBUNAL

Presidente: _____

Vocal: _____

Secretario: _____

Realizado el acto de defensa y lectura del Proyecto Fin de Carrera el día 27 de Septiembre de 2012 en Leganés, en la Escuela Politécnica Superior de la Universidad Carlos III de Madrid, acuerda otorgarle la CALIFICACIÓN de

VOCAL

SECRETARIO

PRESIDENTE

Agradecimientos

Con este proyecto finalizan mis estudios de Ingeniería Técnica Industrial y me doy cuenta de lo mucho que he cambiado gracias a la gente que me rodea y que me ha ayudado a superar las dificultades que he ido encontrando a lo largo de estos años.

Me gustaría comenzar agradeciendo la realización de este proyecto a mi tutor, Javier Villa Briongos, muchas gracias por la paciencia mostrada durante este año y por haberme guiado para que este proyecto se llevase a cabo correctamente.

A mi familia en general y especialmente a mi madre, por haberme inculcado la capacidad de esfuerzo y responsabilidad, por la ayuda y comprensión incondicional que has tenido principalmente durante esos periodos de estrés en los que yo estaba ausente.

A mi novia, Elisa Rivas Rodríguez, por haberme animado y apoyado en todas las decisiones difíciles, por estar conmigo siempre, incluso a miles de kilómetros.

A mis amigos y compañeros de Universidad, porque gracias a ellos mi paso por la universidad ha sido una de las mejores experiencias en mi vida y aunque ahora estemos más separados, espero seguir manteniendo la amistad durante muchos años.

Finalmente dedico este proyecto a mi abuelo, que le hubiese encantado verme finalizar mis estudios de ingeniería y desgraciadamente no ha podido.

Muchas gracias a todos.

Resumen

En este proyecto se comparan tres plantas solares de receptor central para la producción de energía eléctrica. Cada una de las plantas se diferencian en que el fluido que atraviesa el receptor es distinto, siendo en cada caso aire, sales fundidas o agua/vapor.

Las plantas se compondrán de un campo solar que reflejará la radiación solar sobre el receptor situado en lo alto de una torre. A través del receptor circulará un fluido (HTF) que alimentará un ciclo Rankine mediante el cual se generará energía eléctrica. Estas plantas funcionarán sin ningún aporte energético excepto la energía solar.

El análisis comparativo se realizará primeramente estudiando desde un punto de vista termodinámico cada una de las plantas con el fin de obtener el rendimiento térmico de la conversión energía solar-eléctrica.

Posteriormente, se analizarán los costes de las plantas con el fin de comparar el valor del coste referido a la energía producida (Levelized Energy Cost, LEC) en cada caso.

Finalmente se realizará un análisis de riesgos HAZOP al receptor solar, para comparar y evaluar los riesgos y problemas que aparecen, valorarlos frente a los resultados obtenidos tanto de rendimiento como de coste y decidir que planta es la más adecuada.

Abstract

The purpose of this project is to compare three central receiver solar power plants to produce electricity. Each plant is different in that the fluid passing through the receiver is different, being in each case air, molten salts or water / steam.

The plants are composed of a solar field that will reflect sunlight onto a receiver located on top of a tower. Through the receiver circulate a fluid (HTF) which feeds a Rankine cycle whereby electricity is generated. These plants operate with no energy input except solar energy.

Firstly, a comparative analysis will be realized studying each plant from a thermodynamic point of view to get the thermal performance of solar-electric energy conversion.

Then, once plants have been compared from a thermodynamic point of view, it will realize an analysis of plant costs in order to compare the value of the levelized energy cost (LEC) in each case.

Finally, a HAZOP risk analysis will be done about solar receiver, to compare and evaluate the risks and problems that appear in each kind of receiver, evaluate them against the results obtained both performance and cost and decide which plant is most appropriate.

Índice general

AGRADECIMIENTOS.....	i
RESUMEN.....	ii
ABSTRACT	iii
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. Objetivos	1
1.2. Estructura del proyecto.....	2
1.3. Justificación de las energías renovables	2
2. ENERGÍAS RENOVABLES	5
2.1. Energía solar termoeléctrica	6
2.1.1. Energía térmica de alta temperatura	6
2.2. Antecedentes de centrales de torre	10
3. TECNOLOGÍA DE RECEPTOR CENTRAL Y SUS COMPONENTES PRINCIPALES.....	12
3.1. Descripción de la tecnología	12
3.2. Componentes de la planta	13
3.2.1. El sistema concentrador: heliostatos	13
3.2.2. Torre	15
3.2.3. Receptor	15
3.2.4. Sistema de almacenamiento e hibridación	16
3.2.5. Bloque de potencia.....	18
3.2.6. Sistema de conversión a la red	18
4. DESCRIPCIÓN DEL EMPLAZAMIENTO	19
4.1. Situación de la central	19

4.1.1. Valores de radiación solar directa	21
5. DESCRIPCIÓN Y COMPARATIVA DE LAS DISTINTAS TECNOLOGÍAS HTF	23
5.1. Descripción de los distintos fluidos HTF.....	23
5.1.1. Sales fundidas	23
5.1.2. Aire atmosférico	25
5.1.3. Agua/vapor	26
5.2. Descripción de cada una de las plantas a comparar	27
5.2.1. Ciclo de sales fundidas (Solar Salt)	28
5.2.2. Ciclo con generación directa de vapor	29
5.2.3. Ciclo de aire	30
5.3. Análisis térmico de las plantas	31
5.3.1. Ciclo Rankine de las tres plantas	31
5.3.1.1. Cálculo del ciclo Rankine en condiciones nominales	33
5.3.1.2. Resultados del ciclo Rankine	39
5.3.2. Cálculo de central térmica completa	42
5.3.3. Dimensionamiento de las plantas	43
5.3.4. Cálculo de la producción de energía eléctrica	44
5.4. Comparación económica de las distintas tecnologías HTF	45
5.4.1. Análisis de costes de cada tecnología HTF	45
5.5. Análisis de riesgos HAZOP del receptor	47
5.5.1. Análisis HAZOP del receptor de sales fundidas	49
5.5.2. Análisis HAZOP del receptor volumétrico.....	52
5.5.3. Análisis HAZOP del receptor de vapor sobrecalentado	54
5.5.4. Resultado del análisis HAZOP	57
6. CONCLUSIONES	58
7. BIBLIOGRAFÍA	60
8. ANEXO	63

Índice de figuras

Capítulo 2. Energías renovables

<i>Figura 1. Colector cilíndrico parabólico de la planta Valle 1</i>	<i>7</i>
<i>Figura 2. Sistema de generación de energía mediante un disco Stirling EuroDISH..</i>	<i>8</i>
<i>Figura 3. Plantas solares PS10 y PS20.....</i>	<i>10</i>
<i>Figura 4. Planta solar Gemasolar.....</i>	<i>11</i>

Capítulo 3. Tecnología de receptor central y sus componentes principales

<i>Figura 5. Proceso de obtención de energía de una central de torre.</i>	<i>13</i>
<i>Figura 6. Funcionamiento de una planta con almacenamiento e hibridación.....</i>	<i>17</i>

Capítulo 4. Descripción del emplazamiento

<i>Figura 7. Ubicación de la central termosolar</i>	<i>20</i>
<i>Figura 8. Radiación Directa Normal diaria en España (Wh/m2).....</i>	<i>20</i>
<i>Figura 9. Porcentaje de sol en un año.</i>	<i>21</i>

Capítulo 5. Descripción y comparativa de las distintas tecnologías HTF

<i>Figura 10. Ciclo de sales fundidas.</i>	<i>28</i>
<i>Figura 11. Ciclo de aire atmosférico.....</i>	<i>30</i>
<i>Figura 12. Ciclo Rankine del bloque de potencia.....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 13. Intercambiador abierto.....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 14. Diagrama T-s del ciclo Rankine.....</i>	<i>40</i>
<i>Figura 15. Diagrama de Mollier del ciclo Rankine.....</i>	<i>41</i>
<i>Figura 16. Reducción del coste de inversión de la planta.....</i>	<i>45</i>
<i>Figura 17. Esquema del análisis HAZOP.....</i>	<i>48</i>

<i>Figura 18. Estudio de la desviación.</i>	<i>49</i>
<i>Figura 19. Receptor de sales fundidas antes del análisis.</i>	<i>49</i>
<i>Figura 20. Receptor de sales tras el análisis.....</i>	<i>51</i>
<i>Figura 21. Receptor volumétrico antes del análisis.....</i>	<i>52</i>
<i>Figura 22. Receptor volumétrico tras el análisis.</i>	<i>53</i>
<i>Figura 23. Receptor de agua sobrecalentada antes del análisis.....</i>	<i>54</i>
<i>Figura 24. Receptor de agua sobrecalentada tras el análisis.....</i>	<i>56</i>

Índice de tablas

Capítulo 2. Energías renovables

<i>Tabla 1. Comparación de las tecnologías termosolares.....</i>	<i>9</i>
--	----------

Capítulo 3. Tecnología de receptor central y sus componentes principales

<i>Tabla 2. Características del heliostato Sanlúcar 120.</i>	<i>15</i>
---	-----------

Capítulo 4. Descripción del emplazamiento

<i>Tabla 3. Datos mensuales de la Radiación solar directa en Puebla de Cazalla.....</i>	<i>22</i>
<i>Tabla 4. Resumen de los datos de Radiación solar directa.</i>	<i>22</i>

Capítulo 5. Descripción y comparativa de las distintas tecnologías HTF

<i>Tabla 5. Características de las sales de nitrato utilizadas en aplicaciones solares.....</i>	<i>24</i>
<i>Tabla 6. Rendimientos del ciclo de sales fundidas.</i>	<i>29</i>
<i>Tabla 7. Rendimientos del ciclo de generación directa de vapor.</i>	<i>29</i>
<i>Tabla 8. Rendimientos del ciclo de aire atmosférico.....</i>	<i>31</i>
<i>Tabla 9. Parámetros principales de los componentes del ciclo de potencia en condiciones de diseño</i>	<i>34</i>
<i>Tabla 10. Características del fluido del ciclo Rankine obtenidas mediante Termograf.</i>	<i>38</i>
<i>Tabla 11. Resumen del ciclo Rankine.</i>	<i>39</i>
<i>Tabla 12. Resumen de la potencia de las distintas plantas.....</i>	<i>42</i>
<i>Tabla 13. Parámetros en el punto de diseño para la planta termosolar en el emplazamiento seleccionado.....</i>	<i>43</i>
<i>Tabla 14. Dimensionamiento de las plantas solares.....</i>	<i>44</i>
<i>Tabla 15. Resumen de la energía producida por cada planta solar.....</i>	<i>44</i>
<i>Tabla 16. Resumen del análisis de costes de las centrales solares.</i>	<i>46</i>

<i>Tabla 17. Palabras guía y parámetros de proceso utilizados en el análisis HAZOP.</i>	47
<i>Tabla 18. Análisis HAZOP del receptor de sales fundidas.</i>	50
<i>Tabla 19. Análisis HAZOP de receptor volumétrico.</i>	53
<i>Tabla 20. Análisis HAZOP del receptor de agua sobrecalentada.</i>	55

Anexo. Cálculo del coste referido a la energía producida (LEC)

<i>Tabla 21. Costes del sistema de captación de la energía solar.</i>	65
<i>Tabla 22. Costes del sistema de conversión solar-térmica.</i>	65
<i>Tabla 23. Costes del sistema de almacenamiento térmico.</i>	65
<i>Tabla 24. Costes del bloque de potencia.</i>	65
<i>Tabla 25. Coste de inversión de cada planta solar.</i>	66

Capítulo 1

Introducción

1.1. Objetivos

El objetivo principal del proyecto es describir y comparar tres plantas de receptor central que utilizan distintas tecnologías HTF (Heat Transfer Fluid) y seleccionar la central más adecuada. Para ello se propone satisfacer tres objetivos principales:

1. **Comparar las centrales termodinámicamente**, obteniendo los resultados de los rendimientos térmicos, así como la energía que producirían anualmente.
2. **Comparar las centrales económicamente**, calculando el coste referido a la energía producida (LEC) de cada una.
3. **Analizar los riesgos** de un elemento importante y diferente en cada una de las centrales como es el receptor solar, mediante un **análisis HAZOP**, para finalmente ver si llevar a cabo la central no supone demasiados problemas.

1.2. Estructura del proyecto

El contenido de este proyecto se encuentra dividido en siete capítulos, el primero de ellos constituido por la presente introducción, en el que se pone de manifiesto la importancia de las energías renovables.

En el capítulo 2 se sitúa la energía termoeléctrica de concentración solar dentro del marco de las energías renovables y se describe las tres tecnologías principales actualmente. Además en este capítulo se introduce un apartado para los antecedentes de plantas de receptor central en los cuales se ha basado este proyecto.

En el capítulo 3 se hace una descripción de los componentes de una planta de receptor central genérica, así como se explica el funcionamiento de esta.

En el capítulo 4 se propone y describe el emplazamiento donde se van a situar las distintas centrales con el fin de analizar la radiación solar incidente en el lugar.

En el capítulo 5 se lleva a cabo la comparativa de las tres tecnologías HTF, comenzando por la descripción de estas y posteriormente comparándolas técnica y económicamente.

En el capítulo 6 se enuncia la principal conclusión de los resultados obtenidos en los capítulos anteriores.

Por último, en el capítulo 7 contiene un listado de las fuentes bibliográficas empleadas en el desarrollo del proyecto.

1.3. Justificación de las energías renovables

El crecimiento de la sociedad a nivel mundial a lo largo de la historia ha provocado una demanda energética cada vez mayor. En las regiones de crecimiento, los llamados países emergentes, seguirá aumentando de forma vertiginosa la demanda energética y la movilidad. Según un estudio del Consejo Mundial de la Energía, la demanda energética global aumentará hasta el año 2050 desde un 70% a un 100%, es decir que casi se duplicará. Esto supondrá unos incrementos importantes de los precios de los recursos energéticos y de los precios de la energía. La humanidad ya ha explotado casi el 40% de todos los yacimientos petrolíferos del planeta. Además, los expertos no cuentan en un futuro con la posibilidad de realizar grandes hallazgos de reservas de crudo.

En cuanto al calentamiento global, es sabido que el cada vez más creciente contenido de dióxido de carbono (CO_2) en la atmósfera es el principal responsable del cambio climático. A este respecto, decir que la generación de energía eléctrica contribuye con un 41% a las emisiones de dióxido de carbono en todo el mundo. La tasa de crecimiento experimentada durante los últimos diez años es la más importante en los últimos 50 años. El 78% de este aumento se debe a la explotación de los combustibles fósiles. Hasta el año 2100 se prevé un aumento de la temperatura de hasta $6,4^\circ\text{C}$.

Por lo expuesto anteriormente, se hace necesario transformar de forma sostenible el sistema energético actual. En este sentido, las energías renovables desempeñarán un papel importante, sobre todo si son capaces de garantizar una alta seguridad de suministro. Las centrales termosolares pueden cumplir perfectamente este registro haciendo uso de sistemas de almacenamiento térmico o sistemas híbridos, aseguran un suministro de energía eléctrica seguro y planificable incluso en los días sin sol.

Para la mayoría de compañías inversoras en este tipo de tecnología, España es uno de los mercados más interesantes para la realización de centrales termosolares, gracias a su ubicación en el llamado cinturón solar y a las leyes gubernamentales que proporcionan este tipo de generación eléctrica de origen renovable. Se han incorporado nuevos competidores al mercado, aunque para entrar en él hay que superar unas barreras de entrada muy altas. Estas barreras son, por ejemplo, los largos periodos de planificación, los elevados volúmenes de inversión ocasionados por las dimensiones de estas centrales así como el KNOW-HOW técnico necesario.

En España, la electricidad generada mediante energía solar térmica está actualmente bonificada con una prima por la aportación de energía eléctrica a la red. Esta bonificación está garantizada por ley durante 25 años y aumentará según la tasa de inflación anual. Transcurridos estos 25 años esta bonificación se reducirá, tras ese periodo de tiempo las centrales termosolares ya estarán amortizadas y podrán ser explotadas y ser competitivas frente a las centrales eléctricas convencionales que funcionen con combustibles fósiles.

Mediante un sistema de almacenamiento térmico, las centrales termosolares pueden suministrar electricidad a la red española de alta tensión, de una forma programada y gestionable, según demanda. Otras energías renovables, como por ejemplo la energía eólica, no siempre pueden suministrar electricidad cuando se necesite, esto motiva la necesidad de disponer de centrales eléctricas de refuerzo, aumentando el coste del sistema. El acceso de estas formas de energía no gestionables a la red española de alta tensión es, por lo tanto, limitado. Teniendo en cuenta esta ventaja de las centrales termosolares, el operador del sistema español Red Eléctrica ha adaptado sus normas clasificando las centrales solares térmicas como “productoras de energía previsible”. Esto no sólo permite a estas centrales un acceso privilegiado a la

red de alta tensión sino que suscita un aumento del mix de energías renovables (mezcla de energías renovables con las convencionales) gracias a su efecto estabilizador. [1]

Capítulo 2

Energías renovables

Las energías renovables son aquellas basadas en el aprovechamiento de la energía limpia como son el Sol, aire o los océanos y ríos. Las características principales de las energías renovables son:

- Ofrecen sostenibilidad, ya que no se agotan.
 - Disponibilidad variable, y a veces difícil de pronosticar, al depender de los factores climatológicos.
 - Bajo impacto ambiental.
 - Proporcionan a los países autosuficiencia energética y tecnológica. A pesar de que no todos los países fabrican aeroturbinas y colectores solares, estas tecnologías son más abordables por países en vías de desarrollo que las convencionales en la producción de energía.
 - Actualmente no son capaces de sustituir totalmente a los combustibles fósiles.
- [2]

Dentro de las energías renovables, este proyecto se centra en la energía solar termoeléctrica, en concreto en la energía de alta temperatura mediante receptor central.

2.1. Energía solar termoeléctrica

La energía solar termoeléctrica agrupa un conjunto de tecnologías diferenciadas que se caracterizan por concentrar la radiación solar con el fin de alcanzar temperaturas que permitan la generación eléctrica.

La energía solar termoeléctrica se puede clasificar en tres:

- Energía térmica de baja temperatura
- Energía térmica de media temperatura
- Energía térmica de alta temperatura

A continuación se expondrán las distintas tecnologías pertenecientes a la energía térmica de alta temperatura, por ser objeto de este proyecto.

2.1.1. Energía térmica de alta temperatura

Puede tener dos usos principales:

- Aplicaciones industriales
- Generación de electricidad

Dentro de la generación de electricidad se encuentran tres tecnologías principales.

- **Centrales de Concentradores Cilindro Parabólicos (CCP)**

El captador cilindro parabólico, denominado mediante las siglas CCP, debe su nombre a uno de sus componentes principales, la superficie reflectante cilindro parabólica que refleja la radiación solar directa concentrándola sobre un tubo absorbente colocado en la línea focal de la parábola. Esta radiación concentrada sobre el tubo absorbente hace que el fluido que circula por su interior se caliente, transformando de esta forma la radiación solar en energía térmica. Los valores usuales del flujo de radiación sobre el absorbente de un CCP están entre 40 y 60 kW/m², pudiendo operar eficientemente hasta temperaturas del orden de 450°C. La Figura 1 muestra un CCP típico y el mecanismo de concentración y transformación de la radiación solar en este tipo de captador solar. [3]

Como cualquier otro captador de concentración, los CCP solo pueden aprovechar la radiación solar directa, lo que exige que el colector vaya modificando su posición

durante el día. Este movimiento se consigue mediante el giro alrededor de un eje paralelo a su línea focal. [3]



Figura 1. Colector cilíndrico parabólico de la planta Valle 1. Fuente: Torresol Energy.

El tipo de fluido de trabajo que se utiliza en los CCP depende de la temperatura a la que se desee calentar. Si las temperaturas que se desean son moderadas ($<200^{\circ}\text{C}$), se puede utilizar agua desmineralizada o Etilenglicol como fluidos de trabajo. En cambio, se utilizan aceites sintéticos en aquellas aplicaciones donde se desean temperaturas más altas ($200^{\circ}\text{C} < T < 450^{\circ}\text{C}$). [3]

De las tres tecnologías actuales de concentración solar (Receptor Central, Colectores Cilindro Parabólicos y Discos Stirlings), las plantas con colectores cilindro parabólico (CCP) son las que cuentan actualmente con una mayor experiencia comercial. [3]

- **Sistemas de disco parabólico (Stirling)**

Los discos parabólicos han evolucionado tanto en EE.UU. como en Europa hacia la construcción de unidades autónomas conectadas a motores Stirling situados en el foco. Los sistemas de disco Stirling han demostrado la mayor eficiencia de conversión de radiación solar en energía eléctrica con valores máximos del 30 % y hasta un 25 % de promedio diario en unidades de 7 a 25 kW. Debido a la curvatura parabólica del concentrador y a la baja relación distancia focal/diámetro ($f/D = 0,6$), se pueden conseguir altas relaciones de concentración por encima de 3.000. Esto permite alcanzar muy altas temperaturas de operación entre 650°C y 800°C , dando lugar a eficiencias en el motor Stirling del orden del 30 al 40%. La superficie cóncava del concentrador está cubierta por espejos de vidrio de segunda superficie con su correspondiente curvatura parabólica o bien por espejos delgados o polímeros metalizados de primera superficie soportados sobre una estructura de fibra de vidrio o

de membrana tensionada. Los receptores para sistemas de disco Stirling son de tipo cavidad, con una pequeña apertura y su correspondiente sistema de aislamiento. [2]

Habitualmente, se usan dos métodos para la transferencia de la radiación solar al gas de trabajo:

- Iluminar directamente un panel de tubos por el interior de los cuales circula un gas que suele ser helio, hidrogeno o aire.
- El concepto de tubo de calor o “heat pipe”, vaporizándose un metal líquido (normalmente sodio) que luego condensa en la superficie de los tubos por los que circula el gas de trabajo y refluye nuevamente el absorbedor. [3]

En Figura 2 se puede observar una de estas unidades.



Figura 2. Sistema de generación de energía mediante un disco Stirling EuroDISH. Fuente: Planta Solar de Almería (PSA).

• **Sistemas de receptor central con campo de heliostatos**

En estos sistemas el intercambio de calor radiactivo/convectivo se realiza en un intercambiador de calor ubicado encima de una torre llamado receptor solar. Los altos flujos de radiación incidente, típicamente entre 300 y 1.000 kW/m², permiten trabajar a altas temperaturas e integrarse en ciclos más eficientes de forma escalonada, almacenando el calor recibido en fluidos de trabajo a partir de los cuales se obtiene vapor. Dicho vapor moverá turbinas a las que irán unidos generadores eléctricos que generarán la energía eléctrica que se suministrará a la red. [3]

Entre los fluidos de trabajo que pueden ser utilizados destacan determinados tipos de sales de nitratos o de sodio, el vapor de agua y el aire. Uno de los principales problemas de esta tecnología solar radica en que la demanda energética no coincide

con la producción, por lo que el almacenamiento de la energía es necesario. Además de regular la producción, este tipo de sistemas mejoran el funcionamiento de la instalación al reducir los transitorios. [2]

Como en la actualidad los campos de helióstatos no son totalmente rentables de por sí, podemos encontrar instalaciones híbridas de este tipo.

- **Comparación de las distintas tecnologías termosolares**

	Cilindroparabólicos	Centrales de Torre	Generadores de Disco
Tamaño (MW)	30-320 (Cambios en el periodo 1997-2030)	10-200 (Cambios en el periodo 1997-2030)	5-25 (kW) (Cambios en el periodo 1997-2030)
Temperatura operación (°C)	400	600	750
Eficiencia pico (%)	20 (Demostrado)	23(Previsión)	29,4 (Demostrado)
Eficiencia Neta Anual (%)	11-16 (Cambios en el periodo 1997-2030)	7-20 (Cambios en el periodo 1997-2030)	12-25 (Previsión)
Estado Comercial	Comercialmente disponible	Demostración a gran escala	Demostración de prototipos
Riesgo Tecnológico	Bajo	Medio	Alto
Disponibilidad Almacenamiento	Limitado	Si	Batería
Diseños Híbridos	Si	Si	Si
Coste			
€/m ²	491 – 255 (Cambios en el periodo 1997-2030)	440 – 185 (Cambios en el periodo 1997-2030)	2870 – 296 (Cambios en el periodo 1997-2030)
€/W	3,7 – 2,5 (Cambios en el periodo 1997-2030)	4,0 – 2,3 (Cambios en el periodo 1997-2030)	11,7 – 1,2 (Cambios en el periodo 1997-2030)

Tabla 1. Comparación de las tecnologías termosolares. [4]

En la tabla anterior (Tabla 1) se muestra un resumen comparativo de las tres tecnologías principales dentro de la generación de electricidad mediante energía térmica de alta temperatura. Se observa que la situación en la que se encuentran las centrales de torre es todavía en estado de desarrollo dado que el riesgo tecnológico sigue siendo mayor que en los canales parabólicos y la eficiencia de las plantas no está totalmente demostrada, aunque sí se han demostrado algunos proyectos a gran escala. No obstante, se prevén unos resultados de eficiencia pico mayores que en las plantas de canales parabólicos debido al aumento de la temperatura de operación con la consiguiente disminución de costes. Aunque se observe que con la tecnología de discos se obtenga mayor rendimiento y menores costes, esta está todavía en fase de desarrollo con un alto riesgo tecnológico por lo que a medio plazo la tecnología de torre es la mejor opción de las tres.

2.2. Antecedentes de centrales de torre

En EE.UU. se construyó en 1982 la primera planta de receptor central llamada Solar One a la cual posteriormente se realizaron algunas mejoras dando lugar a la llamada Solar Two [5], que utiliza sales fundidas para producir 10 MW netos de potencia con un sistema de almacenamiento que permite a la planta operar en condiciones nominales durante 3 horas sin radiación solar. Está compuesta por 1.926 heliostatos con un área total de 81.400 m² que reflejan los rayos solares sobre una torre de 85 m de altura. El objetivo de esta planta fue validar técnica y económicamente el uso de sales fundidas a gran escala.

En España, cerca de Almería, se construyó la TSA (Technology Program Solar Air Receiver) de 2,5 MW_t en 1993 [5]. Esta planta consiste en un campo solar compuesto por 170 heliostatos ocupando 7.000 m² aproximadamente, un receptor volumétrico instalado sobre una torre de 86 m y un sistema de almacenamiento térmico de piedras de alúmina de 1 MWh que permite a la planta funcionar en condiciones nominales durante 30 minutos, poco tiempo comparado con las 4 horas de PHOEBUS [6]. El aire está controlado por unos sopladores y válvulas que lo hacen circular por los distintos componentes de la planta dependiendo de las condiciones de radiación.

Además hay que destacar las centrales solares PS10 y PS20 creadas por el grupo Abengoa Solar en el municipio de Sanlúcar la Mayor cerca de Sevilla que utilizan vapor saturado para la producción de energía eléctrica.



Figura 3. Plantas solares PS10 y PS20. Fuente: Abengoa Solar.

La PS10, de 11 MW de potencia, es la primera planta con tecnología de torre que produce la electricidad de una manera estable y comercial. Se compone de un campo solar de 624 heliostatos de 120 m² cada uno, ocupando un total de 60 hectáreas. Estos heliostatos reflejan la radiación solar sobre un receptor situado en lo alto de una torre de 115 m de altura. Además esta central dispone de un sistema de almacenamiento

que le permite seguir operando bajo condiciones de poca o nula radiación solar durante 30 minutos.

La PS20, con 20 MW de potencia, es la mayor planta solar de receptor central del mundo. Se compone de un campo solar de 1.255 helióstatos de 120 m² cada uno, ocupando un total de 85 hectáreas. Estos heliostatos reflejan la radiación solar sobre un receptor situado en lo alto de una torre de 160 m de altura. Además esta central dispone de un sistema de almacenamiento que le permite seguir operando bajo condiciones de poca o nula radiación solar durante 1 hora.

También hay que destacar la central Gemasolar [7] construida por SENER, Torresol Energy y Masdar en el municipio sevillano de Fuentes de Andalucía que utiliza las sales fundidas como fluido de transferencia de calor.



Figura 4. Planta solar Gemasolar. Fuente: Torresol Energy.

Gemasolar, con 19,9 MW de potencia, es la primera planta de receptor central y sistema de almacenamiento de sales fundidas a escala comercial del mundo. Se compone de un campo solar de 2.650 helióstatos de 120 m² cada uno, ocupando un total de 185 hectáreas. Estos heliostatos reflejan la radiación solar sobre un receptor situado en lo alto de una torre de 140 m de altura. Además esta central dispone de un sistema de almacenamiento que le permite seguir operando bajo condiciones de poca o nula radiación solar durante 15 horas. [7]

Capítulo 3

Tecnología de receptor central y sus componentes principales

3.1. Descripción de la tecnología

El proceso de producción de energía eléctrica en una planta solar con tecnología de torre es el siguiente: (ver Figura 5)

Los rayos del Sol inciden directamente sobre el campo solar donde son reflejados hacia el receptor situado en lo alto de una torre. Allí se transforma la radiación solar directa (DNR) en energía térmica, calentando un fluido de trabajo denominado Heat Transfer Fluid (HTF) a elevadas temperaturas. Existen distintos fluidos utilizados como son las sales fundidas, el agua o el aire, todos ellos transportan la energía térmica suministrada en el receptor hasta el bloque de potencia donde se aprovecha dicha energía para transformarla en energía eléctrica.

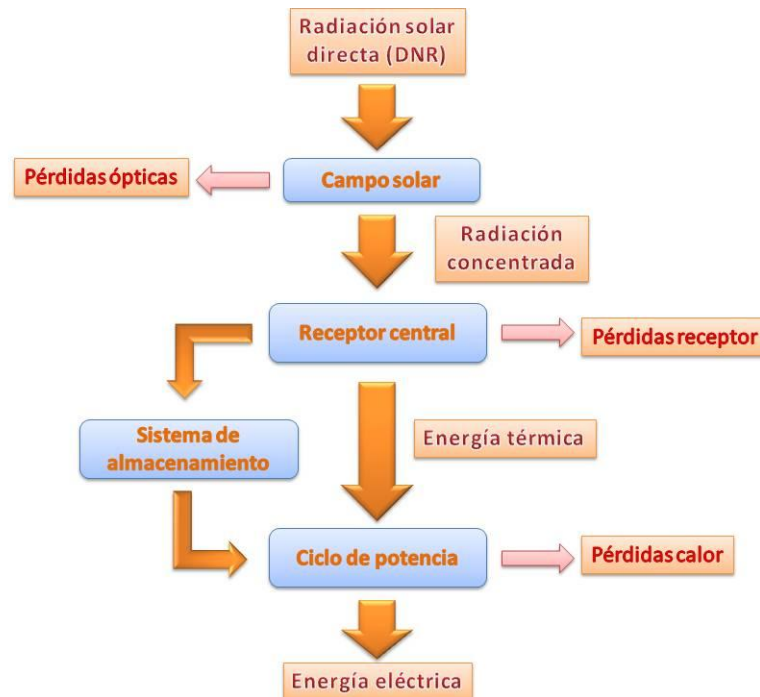


Figura 5. Proceso de obtención de energía de una central de torre.

En algunas plantas existe un sistema de almacenamiento mediante el cual se consigue que la planta opere en condiciones nominales durante más tiempo. Esto se logra haciendo circular por el sistema de almacenamiento parte del fluido que atraviesa el receptor.

3.2. Componentes de la planta

Los componentes principales de un sistema de receptor central son:

- El sistema concentrador: heliostatos
- La torre
- El receptor solar
- Sistema de almacenamiento e hibridación
- Bloque de potencia
- Sistema de conversión a la red

3.2.1. El sistema concentrador: heliostatos

El heliostato es, junto con el receptor, el componente más característico de una central de receptor central y representa gran parte del coste total de la planta. Está

compuesto por una superficie reflectante, una estructura soporte, mecanismos de movimiento y un sistema de control.

La distribución de los heliostatos sobre el terreno responde a criterios de técnico-económicos que tiene en cuenta parámetros tales como:

- Pérdidas geométricas: son las debidas a la disposición geométrica de los heliostatos en torno a la torre, lo que en ingles se denomina con el término “layout”.
- Pérdidas por reflectividad: debidas a que los heliostatos no reflejan la totalidad de la radiación solar que incide sobre su superficie reflexiva, ya que parte de dicha radiación es absorbida por la misma.
- Pérdidas por atenuación atmosférica: debida a procesos de absorción y dispersión de la radiación reflejada en su camino entre el heliostato y el receptor. Esta atenuación será mayor cuanto más alejado esté un heliostato de la torre.
- Pérdidas por desbordamiento de flujo (spillage): debidas a la dispersión del haz de rayos paralelos de la radiación incidente sobre el campo de heliostatos, a pequeñas desviaciones en el seguimiento al sol por parte de los heliostatos, a errores ópticos en las superficies reflexivas y a la necesidad de distribuir el flujo de radiación incidente en el receptor para evitar picos de flujo superiores a los que el material del receptor puede soportar.

Todas estas pérdidas dan lugar al rendimiento del campo solar (rendimiento óptico) y representa el cociente entre la energía que incide en el receptor y la energía que incide en el campo solar.

Para este proyecto se ha seleccionado un heliostato modelo SANLÚCAR 120. El heliostato posee las siguientes características:

HELIOSTATO SANLUCAR 120	
Fabricante	Abengoa Solar
Dimensiones (ancho x alto)	12,94 x 10,12 m
Superficie neta	120 m ²
Calidad óptica	3 mrad
Velocidad máxima de trabajo	15m/s
Velocidad límite de resistencia	38,9m/s
Materiales de construcción	Acero galvanizado en caliente
Superficie reflectante respecto al área total	91,6%
Calida de imagen	1,4 mrad en los ejes X e Y a la normal de la superficie
Error de seguimiento en elevación	0,225 mrad en promedio
Error de seguimiento en azimuth	0,65 mrad en promedio
Posición de descanso	8°
Frecuencia de lavado	4 días
Uso de agua por lavado	0,275 l/m ²

Tabla 2. Características del heliostato Sanlúcar 120. [8]

3.2.2. Torre

La torre construida normalmente de hormigón o estructuras metálicas sirve de soporte al receptor, que debe situarse a cierta altura para reducir los efectos de sombras y bloqueos de los heliostatos, además de sostener elementos auxiliares.

3.2.3. Receptor

El receptor es el elemento donde se produce la transformación de energía solar a energía térmica. Las dimensiones del receptor deben permitir, además de un rendimiento termodinámico aceptable, un reparto de flujo de radiación incidente suficientemente homogéneo como para que no se produzcan picos de flujo que perjudicarían a la vida útil del receptor. Existen distintos tipos de receptor:

- **Los receptores de cavidad:** tienen una abertura por la que penetran los rayos solares reflejados por el campo de heliostatos e inciden sobre unos paneles tubulares por los que circula el fluido.

- **Los receptores externos:** se diseñan colocando los tubos absorbedores externamente, formando la superficie lateral del receptor. El principal inconveniente es que se producen mayores pérdidas por convección y radiación que en los receptores de cavidad. [9]

- **Los receptores volumétricos:** están formados por una estructura porosa ya sea de metal o cerámica, por ejemplo una malla, espuma o lámina, instalada en el interior del receptor de modo que la radiación concentrada es absorbida por la estructura y la calienta. Al mismo tiempo, el aire pasa a través de la estructura y es calentado por convección forzada, transformando la energía solar en energía térmica. El uso de una estructura cerámica es más apropiado cuando se quiera lograr temperaturas del aire mayores de 800°C. [10]

3.2.4. Sistema de almacenamiento e hibridación

Desde el punto de vista de la producción de energía eléctrica, un sistema solar debe dar una salida estacionaria, independientemente de la variabilidad de la radiación solar. Para ello es necesario el uso de un sistema de almacenamiento que permita al bloque de potencia trabajar de forma continua y prevenir los riesgos derivados de las variaciones de la radiación solar directa. El sistema de almacenamiento se puede clasificar en:

- **Almacenamiento sensible:** el calor sensible es la variación de energía interna de un sistema como consecuencia de una variación de temperatura sin cambio de fase. Los medios más usados actualmente son aceites térmicos y sales fundidas, también se usa el aire junto con materiales con baja conductividad térmica como son rocas, ladrillos cerámicos o arena. [9]

- **Almacenamiento latente:** basado en la transferencia de calor que se da cuando el material usado cambia de estado (Phase Change Materials, PCMs). El calor latente es una variación de energía interna, al igual que el calor sensible, pero en este caso es como consecuencia del cambio de estado.

- **Almacenamiento termoquímico:** basado en las reacciones químicas reversibles. Los materiales más investigados son SnO_x/Sn y sistemas de amonio. A pesar de la alta densidad de energía, este sistema resulta caro por lo que aun sigue en investigación.

El almacenamiento depende del fluido de trabajo empleado, ya sea agua/vapor, sales o aire.

Los sistemas de almacenamiento con vapor saturado se basan en un tanque en el que se almacena el vapor, pero tiene el inconveniente de poder almacenarlo únicamente durante un periodo de tiempo corto condicionado por la presión del vapor.

Los sistemas de almacenamiento de sales fundidas se basan en dos tanques donde el fluido caliente y el frío se almacenan en tanques separados y son bombeados hacia el generador de vapor o el receptor respectivamente según se requiera para poder operar en condiciones nominales. Este sistema es el más empleado actualmente por sus propiedades térmicas y su capacidad de almacenamiento.

Una forma de almacenamiento distinta es la empleada en el caso de usar aire como fluido de trabajo, para el cual es necesario grandes masas de hormigón con tubo-intercambiadores por los que se hace circular el aire caliente [9], o una unidad de almacenamiento de lecho de rocas. Su principal ventaja es su bajo coste pero todavía no se han probado a gran escala.

Respecto a la hibridación es una alternativa muy sencilla para aumentar la disponibilidad y gestionabilidad de la central haciendo uso de una caldera de gas natural. Pero en este proyecto, no consideraremos ningún tipo de hibridación.

En la Figura 6 se observa que sin almacenamiento ni hibridación, la producción de energía de la planta en condiciones nominales está limitada a unas pocas horas (6-18h), mientras que con el sistema de almacenamiento y la hibridación podríamos hacer funcionar a la planta durante todo el día en condiciones nominales. Esto aumentaría la vida útil de los componentes de la planta, permitiría una mayor controlabilidad de la producción así como abarataría los costes de energía.

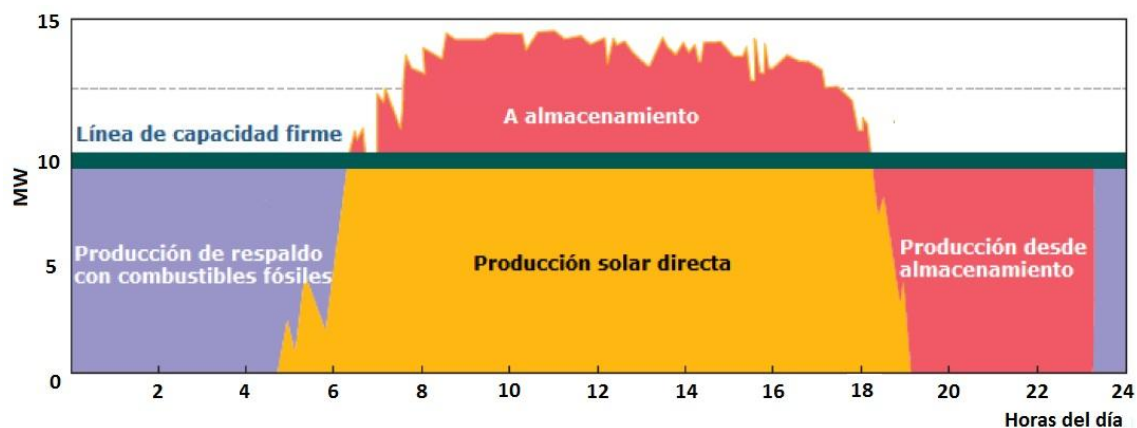


Figura 6. Funcionamiento de una planta con almacenamiento e hibridación. Fuente: CSP roadmap de International Energy Agency (IEA)

3.2.5. Bloque de potencia

El bloque de potencia se corresponde normalmente a un ciclo Rankine. Las únicas diferencias que podemos encontrar respecto a un ciclo Rankine de una planta convencional de carbón o gas es que en el caso de usar agua/vapor se hace pasar el agua por el receptor solar en vez de utilizar una caldera para evaporar el agua, y en el caso de usar sales fundidas o aire, se sustituye la caldera por un intercambiador de calor intermedio (generador de vapor) en el que se realiza la transferencia de calor del fluido HTF al agua/vapor. Los demás componentes del bloque de potencia son los mismos que en una central convencional.

3.2.6. Sistema de conversión a la red

A la salida de la turbina se encuentra un generador eléctrico, una subestación eléctrica, líneas de distribución y un sistema de respaldo. El generador eléctrico es el dispositivo encargado de transformar la energía mecánica en eléctrica por la acción de un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura. La subestación eléctrica es usada para la transformación de la tensión de red, mediante transformadores, a una tensión adecuada a las necesidades. [9]

Capítulo 4

Descripción del emplazamiento

En este capítulo se describirá el lugar donde se van a situar las centrales solares, además de analizar la radiación solar que incide en ese emplazamiento con el fin de obtener los datos de radiación directa.

4.1. Situación de la central

La finca se situará al sureste del término municipal de Marchena (52,59 hab/km²) encerrada entre el río Corbones y el río Salado, en el paraje La Coronela (Figura 7) de aproximadamente 220 Ha con una pendiente de entre 0 y 3% y exento de riesgos de inundaciones y movimientos sísmicos. Se encuentra a 12 km de Marchena, 4 km de Puebla de Cazalla y a 60 km de Sevilla, aproximadamente en una latitud de 37°15'30"N y una longitud de 5°18'8"W (37,26N 5,30W).

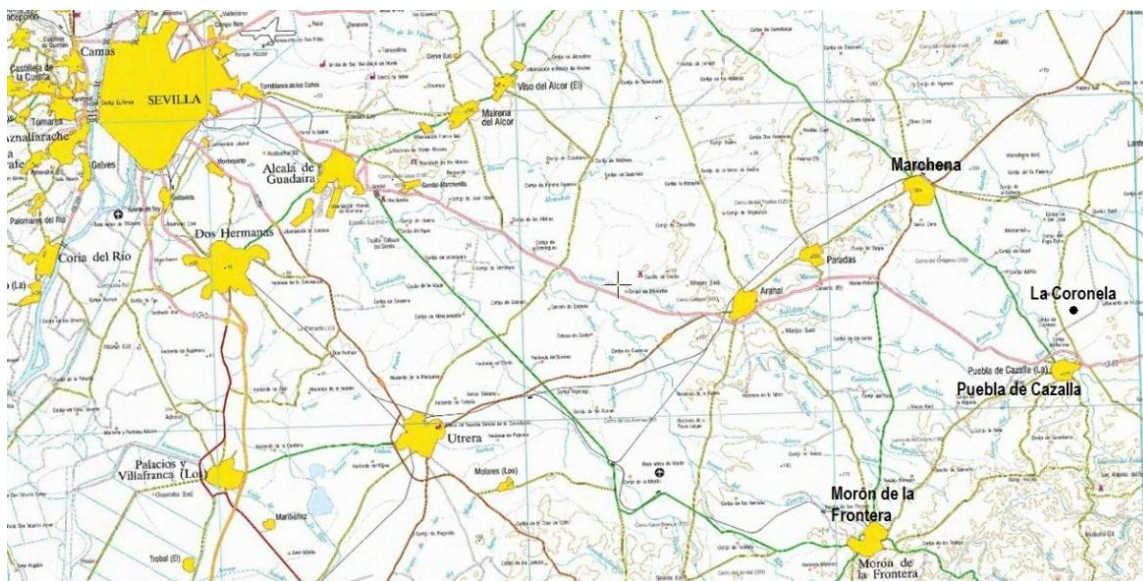


Figura 7. Ubicación de la central termosolar. Fuente: Fondo Español de Garantía Agraria (FEGA)

La elección de ese emplazamiento se debe a cuestiones técnicas puesto que la radiación solar de esa zona es alta ($>5,5 \text{ kWh/m}^2$) como se puede ver en la Figura 8 y además la nubosidad durante el año bastante baja ($\approx 75\%$ de cielo despejado al año) como se ve en la Figura 9.

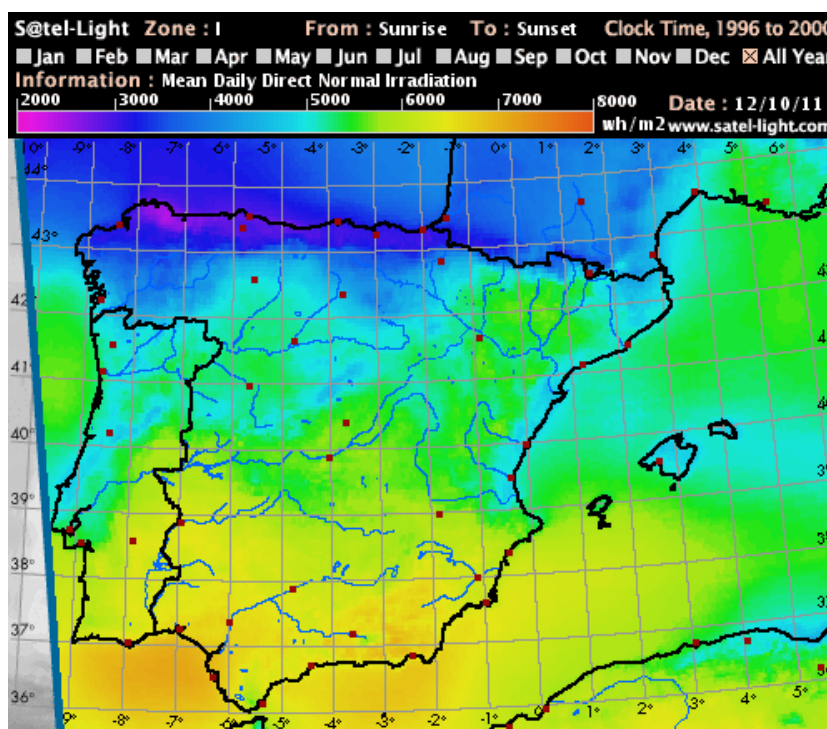


Figura 8. Radiación Directa Normal diaria en España (Wh/m^2). Fuente: Satel-Light.

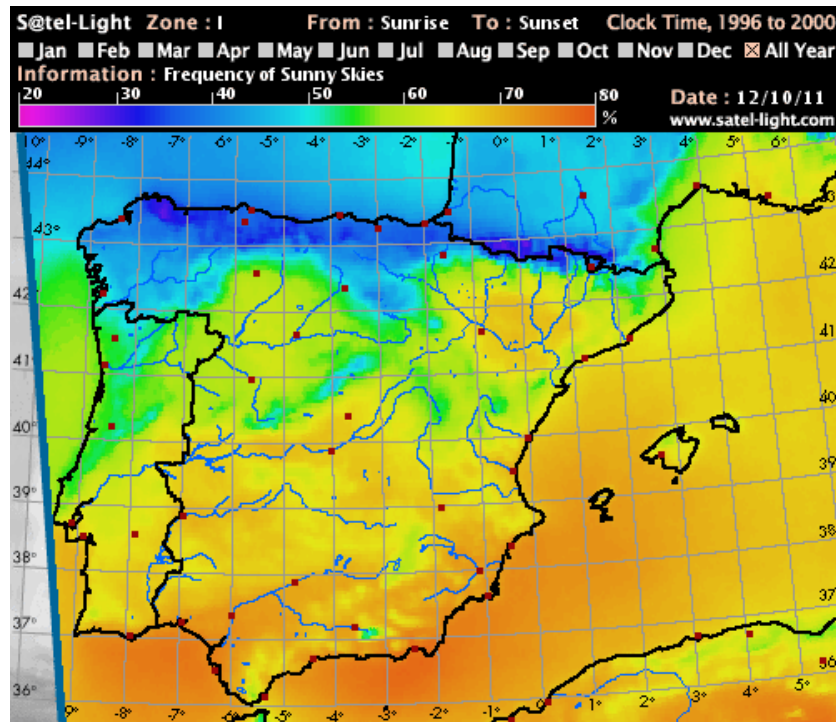


Figura 9. Porcentaje de sol en un año. Fuente: Satel-Light.

Otras razones por las cuales se ha elegido ese emplazamiento son la baja densidad de población y el poco desnivel que posee, que permiten instalar una enorme cantidad de heliostatos sin ningún problema, así como la cercanía a ríos para fines de refrigeración y mantenimiento.

4.1.1. Valores de radiación solar directa

Una forma de obtener los datos consiste en recogerlos de fuentes oficiales como son la Agencia Andaluza de la Energía, la Comisión Europea (Centro Común de Investigación), Satel-light (base de datos europea de radiación y luz) y la NASA.

- Datos de la Agencia Andaluza de la Energía:

Radiación Directa Normal: $5,51 \text{ kWh/m}^2 \text{ día}$

- Datos de la Comisión Europea (JRC):

Radiación Directa Normal: $6,48 \text{ kWh/m}^2 \text{ día}$

- Datos de Satel-light:

Radiación Directa Normal: $6,59 \text{ kWh/m}^2 \text{ día}$

- Datos de la NASA:

Monthly Averaged Direct Normal Radiation (kWh/m ² /day)													
Lat 37.26 Lon -5.3	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual Average
22-year Average	4.59	5.27	6.12	6.22	6.78	8.30	9.24	8.40	6.72	4.90	4.23	3.91	6.23

Minimum And Maximum Difference From Monthly Averaged Direct Normal Radiation (%)													
Lat 37.26 Lon -5.3	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	
Minimum	-46	-26	-12	-14	-15	-14	-7	-11	-11	-12	-15	-22	
Maximum	22	22	20	18	12	12	3	1	7	31	35	41	

Tabla 3. Datos mensuales de la Radiación solar directa en Puebla de Cazalla. Fuente: NASA

Radiación Directa Normal: $6,23 \text{ kWh/m}^2\text{día}$

- Datos del US Department of Energy (DOE):

Radiación Directa Normal: $5,71 \text{ kWh/m}^2\text{día}$

A continuación se muestra un resumen de los datos mensuales de radiación solar directa.

Mes	Radiación solar directa (kWh/m ² /día)				
	Año tipo	Mínimo	Máximo	JRC	DOE
Enero	4,59	2,48	5,60	4,49	4,07
Febrero	5,27	3,90	6,43	4,77	4,20
Marzo	6,12	5,39	7,34	6,45	5,12
Abril	6,22	5,35	7,34	6,36	5,57
Mayo	6,78	5,76	7,59	7,28	6,86
Junio	8,30	7,14	9,30	8,99	7,44
Julio	9,24	8,59	9,52	9,58	8,26
Agosto	8,40	7,48	8,48	8,74	7,84
Septiembre	6,72	5,98	7,19	6,37	6,08
Octubre	4,90	4,31	6,42	5,30	5,31
Noviembre	4,23	3,60	5,71	5,30	4,21
Diciembre	3,91	3,05	5,51	4,14	3,61
Media	6,23	5,17	7,39	6,48	5,71

Tabla 4. Resumen de los datos de Radiación solar directa.

Finalmente se han seleccionado los datos proporcionados por DOE puesto que son los datos más conservadores de los que sabe la radiación mensual y se encuentran entre los valores máximos y mínimos del año tipo proporcionado por la NASA.

Radiación Solar Directa: $5,71 \text{ kWh/m}^2\text{día} = 2.084,15 \text{ kWh/m}^2 \text{ anual}$

Capítulo 5

Descripción y comparativa de las distintas tecnologías HTF

El funcionamiento de las plantas termosolares de receptor central depende en gran medida del fluido calorífero que se utilice en el campo solar, ya que no sólo condiciona el rango de temperaturas de trabajo, sino que determina otros aspectos de ingeniería, tales como el almacenamiento térmico o la elección de materiales. Por esta razón, este capítulo se va a dedicar a hacer un análisis comparativo entre la generación directa de vapor y otras dos opciones, englobadas en lo que se denomina tecnologías HTF (Heat Transfer Fluid) como son las sales fundidas (*Solar Salt*) y el aire atmosférico.

5.1. Descripción de los distintos fluidos HTF

5.1.1. Sales fundidas

El uso de sales fundidas conlleva varias ventajas importantes, la primera es que la sal fundida es líquida a presión atmosférica, proporcionando una alta eficiencia del almacenamiento y bajo coste, además no es inflamable ni tóxica. Sin embargo, existen

también inconvenientes, el más importante es el elevado punto de fusión (120°C para sal *Hitec XL* o 220°C para *Solar Salt*) lo que implica complicaciones a la hora de instalar una protección contra posibles congelaciones.

• Tipos de sales utilizadas

Las sales que se emplean normalmente en aplicaciones son sales de nitrato, por sus buenas propiedades. Estas sales producen bajas tasas de corrosión en los materiales, son térmicamente estables en los altos rangos de temperatura requeridos, tiene presiones de vapor muy bajas, lo que permite trabajar a presiones moderadas, se pueden conseguir fácilmente y son relativamente baratas. La sal fundida que normalmente se emplea en aplicaciones de torre es la denominada *Solar Salt*, ya que tiene una temperatura límite de operación elevada (600°C).

Además de la anterior se han desarrollado dos tipos de sales más, la sal ternaria *Hitec* que presenta un punto de congelación más bajo, alrededor de 140°C, pero su coste es mayor que la sal binaria *Solar Salt* y su temperatura límite más baja. Y la sal llamada *Hitec XL*, con un punto de congelación menor que la anterior, alrededor de 120°C, pero con una temperatura límite aún menor.

En la siguiente tabla se pueden observar las características más importantes de las distintas sales.

Características de las sales de nitrato empleadas en aplicaciones solares			
Propiedad	Solar Salt	Hitec	Hitec XL
Composición (%)			
NaNO ₃	60	7	7
KNO ₃	40	53	45
NaNO ₂	-	40	-
Ca(NO ₃) ₂	-	-	48
Punto de congelación (°C)	220	142	120
Temperatura máxima de trabajo (°C)	600	535	500
Densidad a 300°C (kg/m ³)	1899	1640	1992
Viscosidad a 300°C (mPa*s)	3.26	3.16	6.37
Calor específico a 300°C (kJ/kg-K)	1.495	1.56	1.447

Tabla 5. Características de las sales de nitrato utilizadas en aplicaciones solares. [13]

Finalmente se ha seleccionado la sal fundida *Solar Salt* para el análisis comparativo de este proyecto. El motivo de esta decisión es su alto límite de temperatura de operación y la experiencia obtenida de distintos proyectos como *Solar Two* o *Gemasolar*.

Las propiedades de Solar Salt utilizadas en este proyecto, se han obtenido mediante contacto personal.

- **Aspectos de ingeniería relacionados con el uso de sales**

Un aspecto importante de la operación y mantenimiento es la protección frente a congelaciones durante la noche. Una estrategia que se puede seguir es la siguiente:

- Durante la noche se mantiene un caudal pequeño de sales recirculando por el circuito. De esta forma, las tuberías se mantienen calientes y se evitan gradientes térmicos extremos durante el arranque. [13]
- En caso de que la temperatura bajara por debajo de un cierto valor, se utilizará un sistema auxiliar de calentamiento. [13]

5.1.2. Aire atmosférico

El empleo de aire puede ser una alternativa al empleo de sales fundidas. El aire a presión atmosférica se introduce en un receptor volumétrico cerámico (SOLAIR) o metálico (Phoebus-TSA) para ser calentado a unos 700°C que sirve para calentar agua en un intercambiador de calor intermedio.

Hoy en día, el uso de receptores trabajando con aire atmosférico como fluido calorífico es una opción viable. Aunque no están plenamente resueltos problemas como la durabilidad del absorbedor, la eficiencia del receptor y el coste específico, ventajas como las que a continuación se enumeran animan a continuar desarrollando e investigando acerca de este sistema receptor:

- La posibilidad de usar un sistema de almacenamiento térmico que permita producir energía de manera estable durante un mayor número de horas (entre 3 y 6 horas). [10]
- El fluido de trabajo no es contaminante ni peligroso, se elimina sin riesgo de fugas.
- La temperatura máxima de operación no está limitada por el fluido de trabajo ni existen problemas de congelación asociados al aire.
- Se suprimen muchos de los sistemas auxiliares del circuito de sales (elementos calefactores, sistemas asociados a la protección frente a las congelaciones nocturnas, etc.)
- Se reducen las pérdidas por radiación en el receptor gracias a los efectos volumétricos que permiten una eficiencia del receptor de más del 75%. [10]

- **Aspectos de ingeniería relacionados con el uso del aire**

Un aspecto importante es la relación de recirculación del aire (RRA). En 1992 se cuantificó el impacto de la recirculación de aire en un receptor del tipo PHOEBUS, en este estudio se concluyó que la RRA debía estar cerca del 70% para alcanzar eficiencias competitivas con los receptores de agua/vapor o de sales fundidas. [14]

Además, otro sistema de generación de energía que se está desarrollando es utilizar un receptor volumétrico cerrado en un ciclo Brayton mediante aire presurizado. Gracias al cual podríamos desarrollar un ciclo combinado completamente renovable. Ejemplos de receptores volumétricos cerrados son REFOS (absorbedor metálico) y DIAPR (absorbedor cerámico).

5.1.3. Agua/vapor

El empleo de agua puede reducir el coste de la energía generada, a la vez que aumenta el rendimiento del ciclo al suprimir el intercambiador de calor entre el receptor y el bloque de potencia.

Aunque al trabajar con vapor sobrecalentado existen desventajas tales como un mayor coste de los materiales del receptor dado que las presiones y temperaturas en él son muy elevadas, menor controlabilidad en el receptor debido al cambio de fase y la instalación de un sistema de almacenamiento no está todavía completamente desarrollada por lo que la producción de energía está sujeta a la variación de radiación solar. Existen ventajas asociadas a la generación directa de vapor:

- El fluido de trabajo no es contaminante ni peligroso, se elimina sin riesgo de fugas. [13]
- La temperatura máxima de operación no está limitada por el fluido de trabajo y los problemas de congelación no son tan acusados como en el caso de las sales fundidas. [13]
- Al suprimir el intercambiador intermedio, que es necesario en el caso de sales fundidas y aire, el sobredimensionamiento es menor. [13]
- Se suprimen muchos de los sistemas auxiliares del circuito de sales (elementos calefactores, sistemas asociados a la protección frente a las congelaciones nocturnas, etc). [13]

- **Aspectos de ingeniería relacionados con el uso del agua**

El uso del agua como fluido calorífero implica trabajar a presiones altas, por lo que uno de los puntos más críticos es diseñar elementos que garanticen un funcionamiento adecuado bajo esas condiciones de trabajo, especialmente en el receptor debido a la baja controlabilidad por el cambio de fase a vapor sobrecalentado.

Otro punto importante es el almacenamiento térmico. En la planta de receptor central PS10 existe un sistema de almacenamiento de vapor saturado a 40 bar compuesto por 4 tanques con una capacidad térmica de 20 MWh que operan secuencialmente para cubrir los periodos transitorios ocasionados por nubes, pero en la planta que se va a desarrollar en este proyecto dado que trabajaremos con vapor sobrecalentado no se va a tener en cuenta almacenamiento puesto que se han encontrado dificultades para almacenarlo.

5.2.Descripción de cada una de las plantas a comparar

En este apartado se van a describir las tres plantas solares correspondientes a los tres fluidos (Sales fundidas, Aire y Agua/vapor), explicando brevemente el funcionamiento de estas.

5.2.1. Ciclo de sales fundidas (Solar Salt)

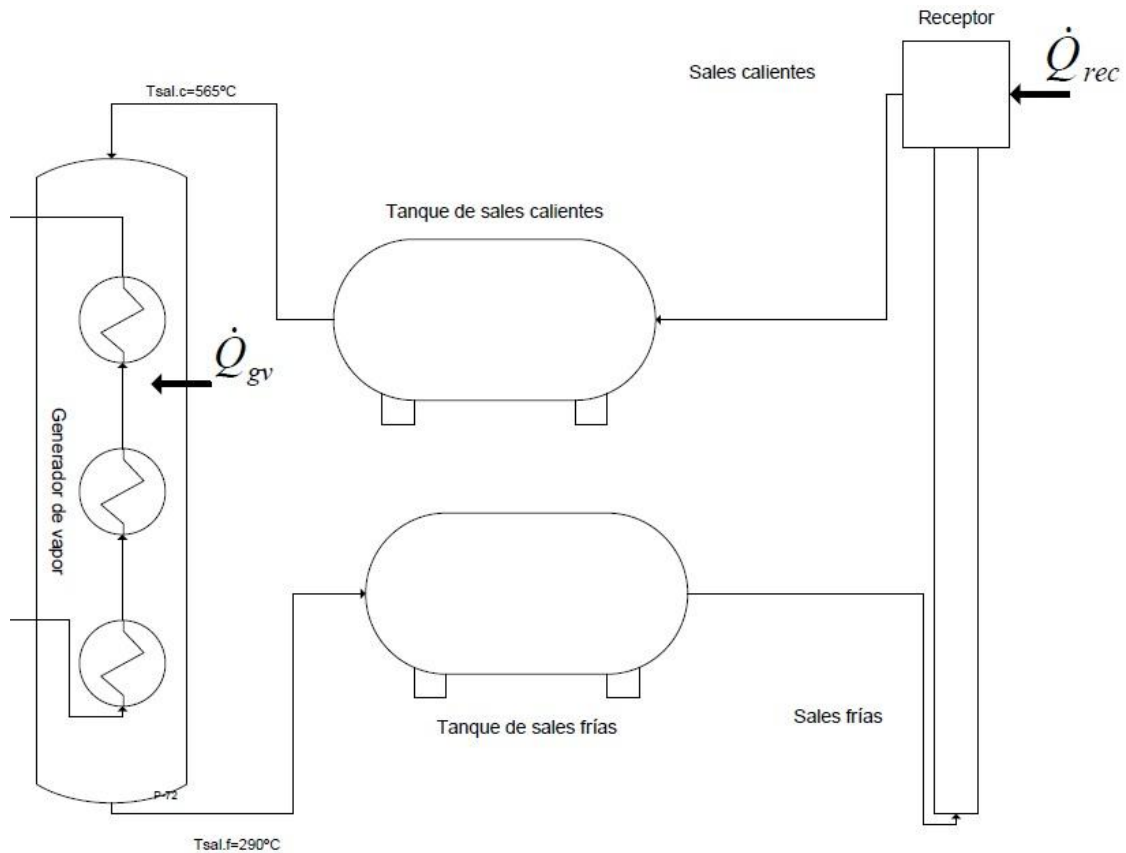


Figura 10. Ciclo de sales fundidas.

La planta solar correspondiente a las sales fundidas, es una planta compuesta por un receptor de cavidad de sales fundidas, un sistema de almacenamiento de sales (2 tanques) que permite la producción de energía eléctrica en ausencia de radiación solar durante 15 horas al igual que la planta Gemasolar [7] y un generador de vapor acoplado al ciclo Rankine donde se produce la energía eléctrica.

A través del receptor circula un flujo másico de sales “frías”, procedentes del tanque frío, a unos 290°C y se calientan mediante la radiación solar reflejada por el campo solar sobre el receptor hasta una temperatura de 565°C. Posteriormente esas sales calientes son enviadas al tanque caliente, donde son bombeadas hacia el generador de vapor para producir vapor sobrecalentado en las condiciones de diseño de la turbina. A la salida del generador de vapor las sales son enviadas al tanque frío para de nuevo volver a ser bombeadas hacia el receptor y con ello completar el ciclo de sales.

En esta planta tanto el múltiplo solar como los rendimientos de cada componente del ciclo serán los mismos que en la planta ya construida Gemasolar [7]. Por lo que el múltiplo solar será 2,25 ($SM = 2,25$) y los rendimientos se muestran en la Tabla 6.

Fluido en el receptor	Sales
Rendimiento del bloque de potencia	37,49%
Rendimiento del generador de vapor	95%
Rendimiento del sistema de almacenamiento	99%
Rendimiento del receptor	87%
Rendimiento del campo solar	50%

Tabla 6. Rendimientos del ciclo de sales fundidas.

Estos datos serán necesarios para el posterior cálculo de la potencia que debe incidir sobre el campo solar y la energía eléctrica producida.

5.2.2. Ciclo con generación directa de vapor

La planta solar correspondiente a la generación directa de vapor, es una planta compuesta por un receptor de cavidad de vapor sobrecalentado acoplado al ciclo Rankine donde se produce la energía eléctrica.

A través del receptor circula un flujo másico de agua a unos 166°C aproximadamente y se calienta mediante la radiación solar reflejada por el campo solar sobre el receptor hasta una temperatura de 520°C. Posteriormente el vapor sobrecalentado es enviado a la turbina donde, mediante un generador eléctrico, se produce la energía.

En el caso de la central con generación directa de vapor los rendimientos serán los mismos que en la planta PS10 (Tabla 7) y al no existir un sistema de almacenamiento el múltiplo solar será igual a uno ($SM = 1$).

Fluido en el receptor	Agua/vapor
Rendimiento del bloque de potencia	37,49%
Rendimiento del generador de vapor	-
Rendimiento del sistema de almacenamiento	-
Rendimiento del receptor	87%
Rendimiento del campo solar	77%

Tabla 7. Rendimientos del ciclo de generación directa de vapor.

Estos datos serán necesarios para el posterior cálculo de la potencia que debe incidir sobre el campo solar y la energía eléctrica producida.

5.2.3. Ciclo de aire

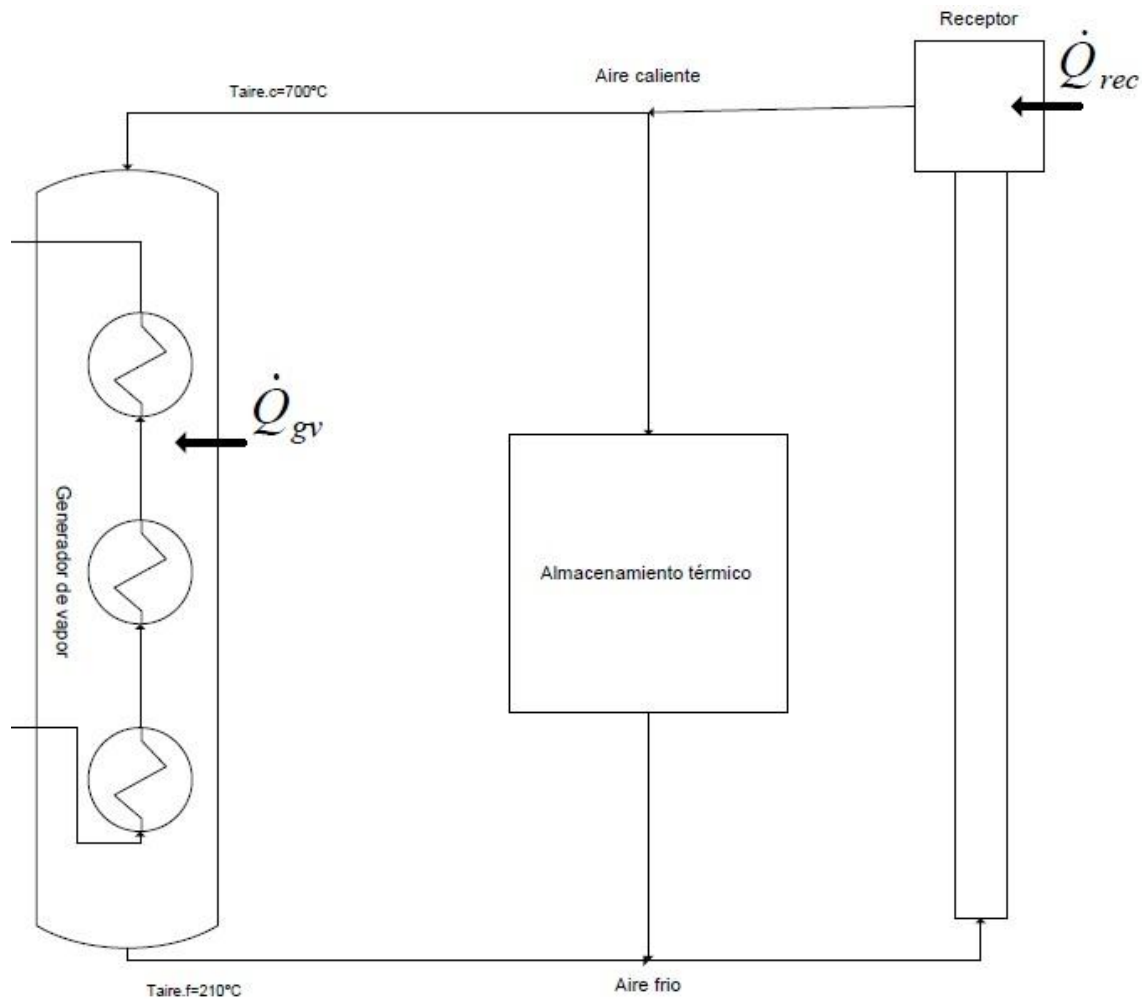


Figura 11. Ciclo de aire atmosférico.

La planta solar correspondiente al aire atmosférico, es una planta compuesta por un receptor volumétrico, un sistema de almacenamiento térmico que permite la producción de energía eléctrica en ausencia de radiación solar durante aproximadamente 5 horas como en el caso del proyecto PHOEBUS [6] y un generador de vapor acoplado al ciclo Rankine donde se produce la energía eléctrica.

A través del receptor circula un flujo másico de aire, producto de la mezcla de aire exterior y de aire recirculado procedente de la salida del generador de vapor a unos 210°C, esta mezcla se calienta mediante la radiación solar reflejada por el campo solar sobre el receptor hasta una temperatura de 700°C. Posteriormente el aire es enviado mediante dos sopladores al sistema de almacenamiento o al generador de vapor, dependiendo de la radiación. El aire entra en el generador de vapor para producir vapor sobrecalentado en las condiciones de diseño de la turbina, a la salida del generador de vapor el aire es enviado al receptor para de nuevo volver ser calentado y con ello completar el ciclo.

En el caso de la central con receptor volumétrico, dado que es una tecnología reciente y presenta un escaso grado de madurez comercial, la obtención del rendimiento del campo solar y el múltiplo solar se van a estimar. Supondremos un múltiplo solar intermedio entre los múltiplos solares de las otras dos tecnologías dado que el tamaño del sistema de almacenamiento (5 horas) se encuentra entre las 15 horas en el caso de las sales y la ausencia de almacenamiento en el caso de la generación directa de vapor.

$$SM_{\text{aire}} = \left[\frac{5 - 15}{0 - 15} \cdot (1 - 2,25) \right] + 2,25 = 1,42$$

Una vez obtenido el múltiplo solar, conocemos la potencia necesaria que debe incidir sobre el receptor, por lo que podemos estimar un rendimiento del campo solar conociendo los rendimientos de los campos solares de las otras dos tecnologías.

$$\eta_{\text{campo,aire}} = \left[\frac{59,40 - 82,22}{34,37 - 82,22} \cdot (0,77 - 0,5) \right] + 0,5 = 0,63 = 63\%$$

A continuación se muestra un resumen de los rendimientos de los distintos elementos del ciclo de aire atmosférico (Tabla 8).

Fluido en el receptor	Aire
Rendimiento del bloque de potencia	37,49%
Rendimiento del generador de vapor	95%
Rendimiento del sistema de almacenamiento	99%
Rendimiento del receptor	76%
Rendimiento del campo solar	63%

Tabla 8. Rendimientos del ciclo de aire atmosférico.

El rendimiento térmico del receptor es el mismo que el rendimiento del receptor de la planta TSA. Estos datos serán necesarios para el posterior cálculo de la potencia que debe incidir sobre el campo solar y la energía eléctrica producida.

5.3. Análisis térmico de las plantas

5.3.1. Ciclo Rankine de las tres plantas

El bloque de potencia será común para los tres casos y será un ciclo Rankine de vapor sobrecalentado. El ciclo elegido es un ciclo regenerativo con calentador abierto

de agua (Open Feedwater Heater) típico, extraído del libro Fundamentos de termodinámica técnica de J. Morán y N. Shapiro (Figura 12).

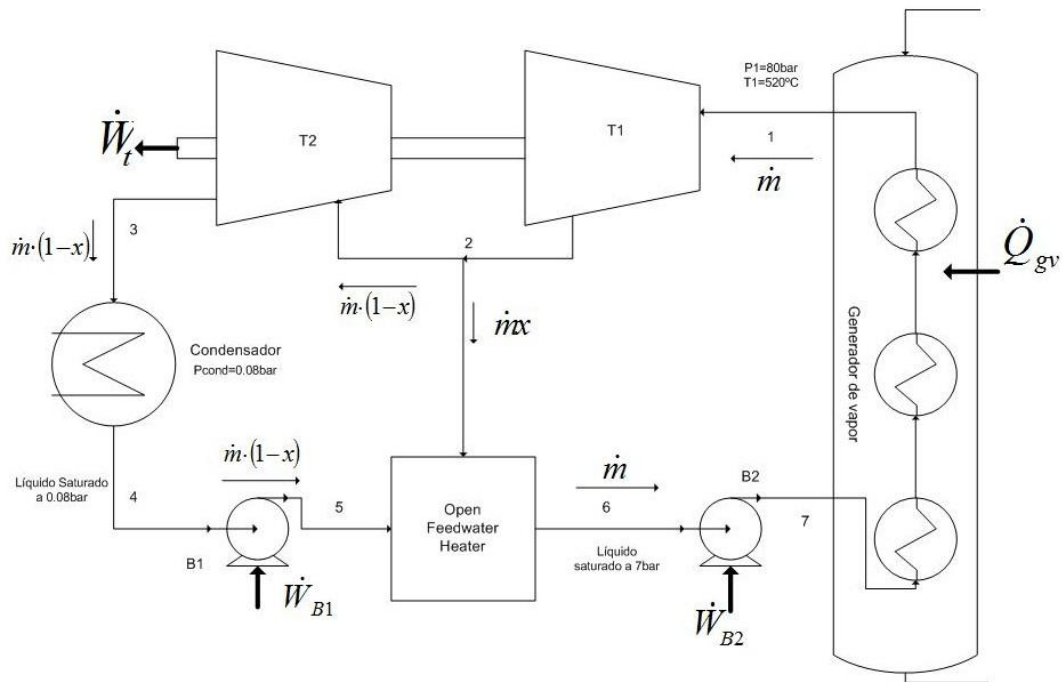


Figura 12. Ciclo Rankine del bloque de potencia.

El fluido será agua/vapor, que entrará en condiciones de vapor sobrecalentado (1) en la turbina de alta presión (T1). A la salida de la turbina (T1), parte del fluido se introducirá en la turbina de baja presión (T2) y el resto circulará por una extracción que alimentará al desaerador. El fluido a la salida de la turbina de baja presión (T2) se introducirá en un condensador a una presión de 0,08 bar (3) de donde saldrá como líquido saturado a la presión de condensación (4). Posteriormente se bombeará hacia el desaerador donde se mezclará con el fluido procedente de la extracción y del desaerador se obtendrá líquido saturado a la presión del desaerador (6). Este fluido será bombeado hacia el generador de vapor para obtener las condiciones iniciales a la entrada de la turbina.

La potencia para la cual se diseña el ciclo Rankine en este proyecto, es de 11MW_e. El motivo de escoger esta potencia son los proyectos ya demostrados Solar Two y PS10.

5.3.1.1. Cálculo del ciclo Rankine en condiciones nominales

El ciclo considerado será un ciclo real, con irreversibilidades y algunas hipótesis.

La principal irreversibilidad está asociada a la turbina, donde el rendimiento isentrópico de la turbina será:

$$\eta_t = \frac{h_e - h_s}{h_e - h'_s} = 0,85$$

Otra irreversibilidad a tener en cuenta es la asociada a la bomba para vencer los efectos del rozamiento. En este caso el rendimiento isentrópico de la bomba será:

$$\eta_b = \frac{h'_s - h_e}{h_s - h_e} = 0,80$$

Existen otras irreversibilidades y pérdidas como las pérdidas de calor entre las superficies de los equipos y el rozamiento del fluido contra las paredes que provocan caídas de presión en el receptor e intercambiadores, pero todas ellas no se van a tener en cuenta en este proyecto.

Hipótesis:

- Los distintos elementos del ciclo se analizan en estado estacionario $\left(\frac{d}{dt} = 0\right)$.
- El fluido a través de los intercambiadores y las tuberías no pierde presión ($\Delta P = 0$).
- No habrá transferencia de calor de los equipos con el entorno, serán adiabáticos.
- Los efectos de las energías cinética y potencial son despreciables.
- El fluido a la salida del desaerador y el condensador será líquido saturado.

En la Tabla 9 se recogen los parámetros principales del bloque de potencia en condiciones nominales.

Parámetros principales del ciclo de potencia en condiciones de diseño	
Turbina	
Temperatura de entrada a la turbina (°C)	520
Presión de entrada a la turbina (bar)	80
Rendimiento isentrópico	85%
Rendimiento del alternador	98%
Primera extracción	
Presión de salida de la primera extracción (bar)	7
Bomba de agua condensada (B1)	
Rendimiento isentrópico	80%
Rendimiento del alternador	98%
Bomba de agua alimentación (B2)	
Rendimiento isentrópico	80%
Rendimiento del alternador	98%
Open Feedwater Heater	
Presión (bar)	7
Fluido a la salida	Líquido Saturado
Condensador	
Presión de condensación (bar)	0,08

Tabla 9. Parámetros principales de los componentes del ciclo de potencia en condiciones de diseño

A continuación se muestran los balances de masa y energía para cada elemento que compone el ciclo Rankine.

- Turbina**

La turbina de vapor de una planta termosolar es muy similar a las turbinas empleadas en cualquier planta industrial. Para una turbina, los balances de masa y energía son:

$$\frac{dm_{vc}}{dt} = \dot{m}_e - \dot{m}_s$$

$$\frac{dE_{vc}}{dt} = \dot{Q}_{vc} - \dot{W}_{vc} + \dot{m}_e \left(h_e + \frac{c_e^2}{2} + gz_e \right) - \dot{m}_s \left(h_s + \frac{c_s^2}{2} + gz_s \right)$$

$$0 = \dot{m}_e - \dot{m}_s \Rightarrow \dot{m}_e = \dot{m}_s = \dot{m}$$

$$0 = -\dot{W}_{vc} + \dot{m}_e(h_e) - \dot{m}_s(h_s) \Rightarrow \boxed{\dot{W}_t = \dot{m}(h_e - h_s)}$$

- **Bombas**

Para una bomba, los balances de masa y energía son los mismos que para la turbina pero cambian los criterios de signo, ya que la bomba consume energía.

$$0 = \dot{m}_e - \dot{m}_s \Rightarrow \dot{m}_e = \dot{m}_s = \dot{m}$$

$$0 = \dot{W}_{vc} + \dot{m}_e(h_e) - \dot{m}_s(h_s) \Rightarrow \boxed{\dot{W}_b = \dot{m}(h_s - h_e)}$$

- **Condensador**

El condensador intercambia el calor del vapor que sale de la turbina con el agua de una fuente exterior para que el vapor se condense y pueda introducirse en la bomba. En este caso hay dos fluidos por lo que los balances de masas y energía son:

$$0 = \dot{m}_e - \dot{m}_s \Rightarrow \begin{cases} \dot{m}_3 = \dot{m}_4 = \dot{m}_{\text{turbina}} \\ \dot{m}_A = \dot{m}_B = \dot{m}_{\text{torre}} \end{cases}$$

$$0 = \dot{m}_e(h_e) - \dot{m}_s(h_s) \Rightarrow \boxed{\dot{m}_{\text{turbina}}(h_3 - h_4) = \dot{m}_{\text{torre}}(h_B - h_A)}$$

Analizando solamente un fluido, que es lo que nos interesa para evaluar el ciclo:

$$0 = \dot{Q}_{\text{cond}} + \dot{m}_e(h_e) - \dot{m}_s(h_s) \Rightarrow \boxed{\dot{Q}_{\text{cond}} = \dot{m}_{\text{turbina}}(h_4 - h_3)}$$

- **Precalentadores del sistema de agua**

El intercambiador abierto queda definido por su presión y su funcionamiento es adiabático entre mezcla bifásica (2) y líquido comprimido (5), y se obtiene líquido saturado (6). Los balances de masa y energía son:

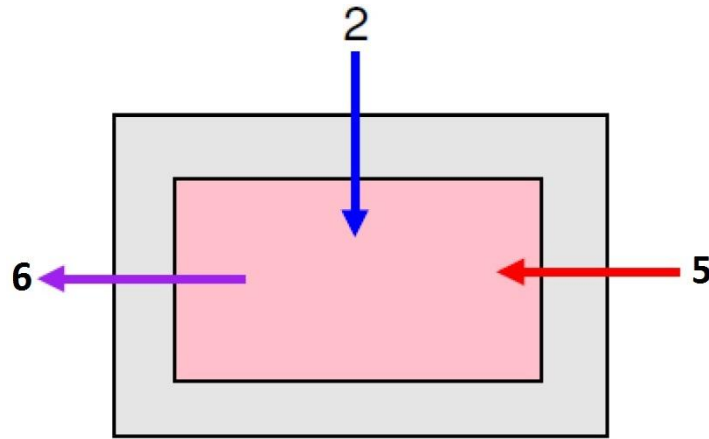


Figura 13. Intercambiador abierto.

$$0 = \dot{m}_e - \dot{m}_s \Rightarrow \dot{m}_5 + \dot{m}_2 = \dot{m}_6$$

$$0 = \dot{m}_e(h_e) - \dot{m}_s(h_s) \Rightarrow \boxed{\dot{m}_5(h_5) + \dot{m}_2(h_2) = \dot{m}_6(h_6)}$$

A continuación se procede a calcular las características de los distintos puntos marcados en la Figura 12.

Conocidas las condiciones a la entrada de la turbina (1), se pueden hallar los demás puntos del ciclo de la manera que sigue.

$$\boxed{\begin{array}{l} P_1 = 80 \text{ bar} \\ T_1 = 520^\circ\text{C} \end{array} \Rightarrow \begin{array}{l} h_1 = 3.447,705 \text{ kJ/kg} \\ s_1 = 6,7871 \text{ kJ/kgK} \end{array}}$$

Conociendo el rendimiento isentrópico y las presiones a la salidas de las turbinas podemos calcular las características del fluido a la salida de la turbina de alta (2) y baja (3) presión.

$$\left. \begin{array}{l} s_1 = s_{2s} = 6,7871 \text{ kJ/kgK} \\ P_2 = 7 \text{ bar} \end{array} \right\} h_{2s} = 2798,70 \text{ kJ/kg}$$

$$\eta_t = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_{2s}} = 0,85 \Rightarrow h_2 = 2896,05 \text{ kJ/kg}$$

$$\boxed{\begin{array}{l} P_2 = 7 \text{ bar} \\ h_2 = 2896,05 \text{ kJ/kg} \end{array} \Rightarrow \begin{array}{l} T_2 = 223,46^\circ\text{C} \\ s_2 = 6,9906 \text{ kJ/kgK} \end{array}}$$

$$\left. \begin{array}{l} s_2 = s_{3s} = 6,9906 \text{ kJ/kgK} \\ P_3 = 0,08 \text{ bar} \end{array} \right\} x_{3s} = \frac{s_2 - s_f}{s_g - s_f} = 0,8379$$

$$h_{3s} = h_f + x_{3s}(h_g - h_f) = 2187,44 \text{ kJ/kg}$$

$$\eta_t = \frac{h_2 - h_3}{h_2 - h_{3s}} = 0,85 \Rightarrow h_3 = 2293,73 \text{ kJ/kg}$$

$P_3 = 0,08 \text{ bar}$ $h_3 = 2293,73 \text{ kJ/kg}$	\Rightarrow	$T_3 = 41,51^\circ\text{C}$ $s_3 = 7,3284 \text{ kJ/kgK}$
---	---------------	--

$$x_3 = \frac{h_3 - h_f}{h_g - h_f} = 88,21\%$$

Puesto que conocemos las condiciones a la salida del condensador, líquido saturado a la presión de condensación, podemos conocer las condiciones a la salida de la primera bomba (5).

$P_4 = 0,08 \text{ bar}$ $T_4 = 41,51^\circ\text{C}$	\Rightarrow	$h_4 = 173,88 \text{ kJ/kg}$ $s_4 = 0,5926 \text{ kJ/kgK}$
---	---------------	---

$$\left. \begin{array}{l} s_4 = s_{5s} = 0,5926 \text{ kJ/kgK} \\ P_5 = P_2 = 7 \text{ bar} \\ v_4 = 1,0084 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3/\text{kg} \end{array} \right\} h_{5s} = h_4 + v_4(P_5 - P_4) = 174,58 \text{ kJ/kg}$$

$$\eta_{B1} = \frac{h_{5s} - h_4}{h_5 - h_4} = 0,80 \Rightarrow h_5 = 174,76 \text{ kJ/kg}$$

$P_5 = 7 \text{ bar}$ $h_5 = 174,76 \text{ kJ/kg}$

La salida del desaerador (6), sabemos que es líquido saturado a la misma presión que el punto 2.

$P_6 = 7 \text{ bar}$ $T_6 = 165^\circ\text{C}$	\Rightarrow	$h_6 = 697,22 \text{ kJ/kg}$ $s_6 = 1,9922 \text{ kJ/kgK}$
--	---------------	---

Conocidas las condiciones a la salida del desaerador (6), podemos conocer las condiciones a la salida de la segunda bomba (7) realizando los mismos cálculos que para la primera bomba.

$$\left. \begin{array}{l} s_6 = s_{7s} = 1,9922 \text{ kJ/kgK} \\ P_7 = P_1 = 80 \text{ bar} \\ v_6 = 1,1080 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3/\text{kg} \end{array} \right\} h_{7s} = h_6 + v_6(P_7 - P_6) = 705,31 \text{ kJ/kg}$$

$$\eta_{B2} = \frac{h_{7s} - h_6}{h_7 - h_6} = 0,80 \Rightarrow h_7 = 707,33 \text{ kJ/kg}$$

$P_7 = 80 \text{ bar}$ $h_7 = 707,33 \text{ kJ/kg}$
--

Para un estudio del ciclo Rankine más detallado, se ha usado el programa **TERMOGRAF**, programa desarrollado por el Grupo de Didáctica de la Termodinámica de la Universidad de Zaragoza y los resultados obtenidos son:

Punto	Temperatura (°C)	Presión (bar)	Entalpía (kJ/kg)	Entropía (kJ/kgK)	Título
1	520,00	80,00	3446,79	6,7864	Vapor sobrecalentado
2	223,24	7,00	2895,18	6,9917	Vapor sobrecalentado
3	41,47	0,08	2293,35	7,3292	88,23%
4	41,47	0,08	173,71	0,5921	0,00%
5	41,56	7,00	174,58	0,5926	Líqu. Comprimido
6	164,93	7,00	696,81	1,9917	0,00%
7	166,13	80,00	706,90	1,9963	Líqu. Comprimido

Tabla 10. Características del fluido del ciclo Rankine obtenidas mediante Termograf.

Como se puede ver en la Tabla 10 los resultados obtenidos mediante el programa informático **TERMOGRAF** son muy similares a los obtenidos mediante las ecuaciones de balance de energía y masas. Por ello, para el cálculo del caudal másico, el rendimiento del ciclo, el calor que hay que suministrar al generador de vapor y el trabajo que consumen las bombas, vamos a usar los datos obtenidos mediante el programa Termograf.

Conociendo todos los puntos del ciclo, se puede calcular el caudal másico necesario para producir 11 MW_e. Para ello supondremos que el rendimiento del alternador sea 98%.

$$\eta_{\text{alternador}} = \frac{\dot{W}_{\text{neto}}}{\dot{W}_{\text{bruto}}} = 0,98 \Rightarrow \dot{W}_{\text{bruto}} = \boxed{11,22 \text{ MW}}$$

$$\frac{\dot{W}_{1-3}}{\dot{m}} = (h_1 - h_2) + (1 - x)(h_2 - h_3) = 1.037,91 \text{ kJ/kg}$$

$$\frac{\dot{W}_{B1}}{\dot{m}} = (1 - x)(h_5 - h_4) = 0,71 \text{ kJ/kg}$$

$$\frac{\dot{W}_{B2}}{\dot{m}} = (h_7 - h_6) = 10,09 \text{ kJ/kg}$$

$$\frac{\dot{W}_{\text{bruto}}}{\dot{m}} = \frac{\dot{W}_{1-3}}{\dot{m}} - \left(\frac{\dot{W}_{B1}}{\dot{m}} + \frac{\dot{W}_{B2}}{\dot{m}} \right) \Rightarrow \frac{\dot{W}_{\text{bruto}}}{\dot{m}} = 1.027,11 \text{ kJ/kg} \Rightarrow \boxed{\dot{m} = 10,92 \text{ kg/s}}$$

Siendo:

$$x = \frac{h_6 - h_5}{h_2 - h_5} = 0,1920$$

Finalmente se calculan los trabajos de las bombas y el calor necesario en el generador de vapor, así como el rendimiento del ciclo termodinámico.

$$\dot{Q}_{GV} = \dot{m} \cdot (h_1 - h_7) = \boxed{29,90 \text{ MW}}$$

$$\dot{W}_{\text{bombas}} = \sum \dot{W}_B = \dot{W}_{B1} + \dot{W}_{B2} = \boxed{117,92 \text{ kW}}$$

$$\eta_{\text{ciclo}} = \frac{\dot{W}_{\text{bruto}}}{\dot{Q}_{GV}} = \boxed{37,49\%}$$

5.3.1.2. Resultados del ciclo Rankine

En este apartado se muestra un resumen de los valores obtenidos en el apartado anterior (Tabla 11), además de los diagramas T-s y h-s (Diagrama de Mollier) del ciclo Rankine calculado.

Resultados del ciclo Rankine en condiciones nominales	
Potencia producida por la turbina	11 MW _e
Calor necesario en el generador de vapor (agua/vapor)	29,90 MW _t
Potencia consumida por las bombas (B1 y B2)	120,33 kW _e
Caudal nominal de vapor	10,92 kg/s
Rendimiento térmico del ciclo Rankine	37,49%

Tabla 11. Resumen del ciclo Rankine.

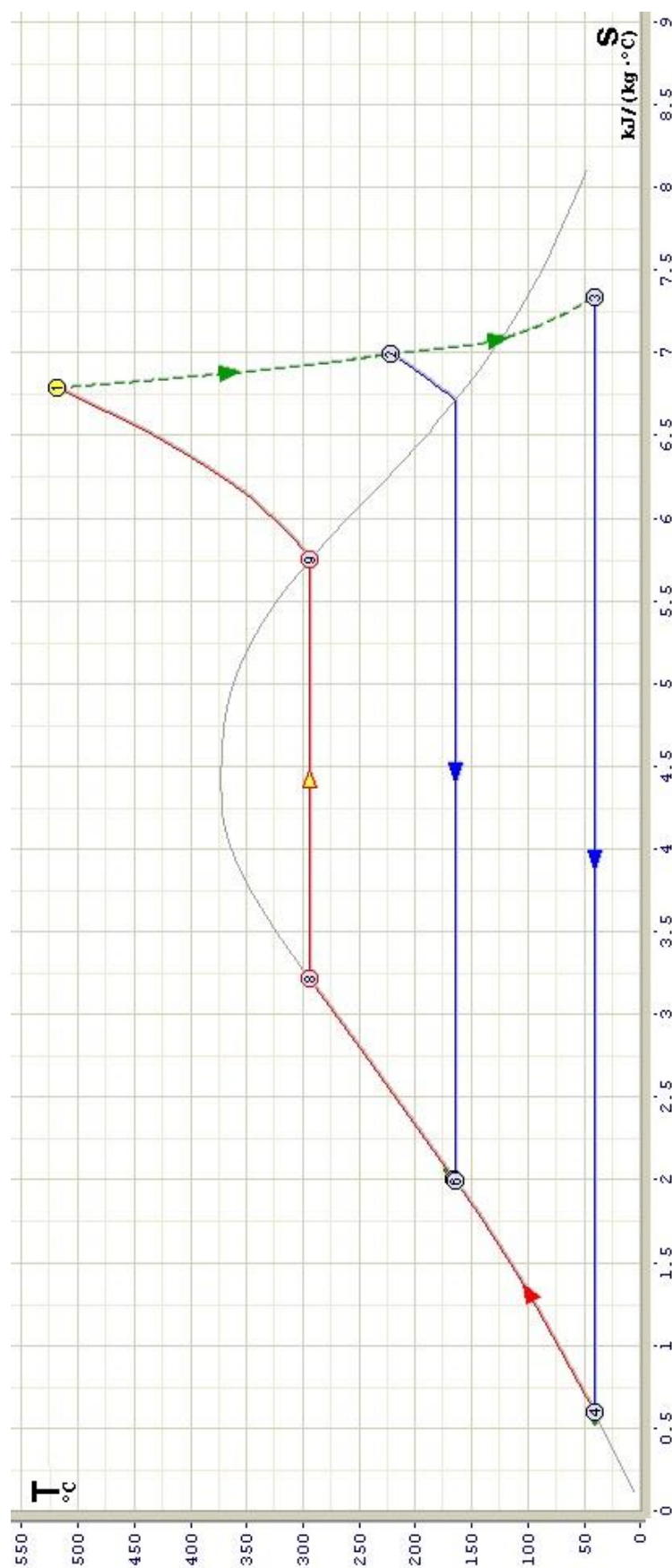


Figura 14. Diagrama T-s del ciclo Rankine.

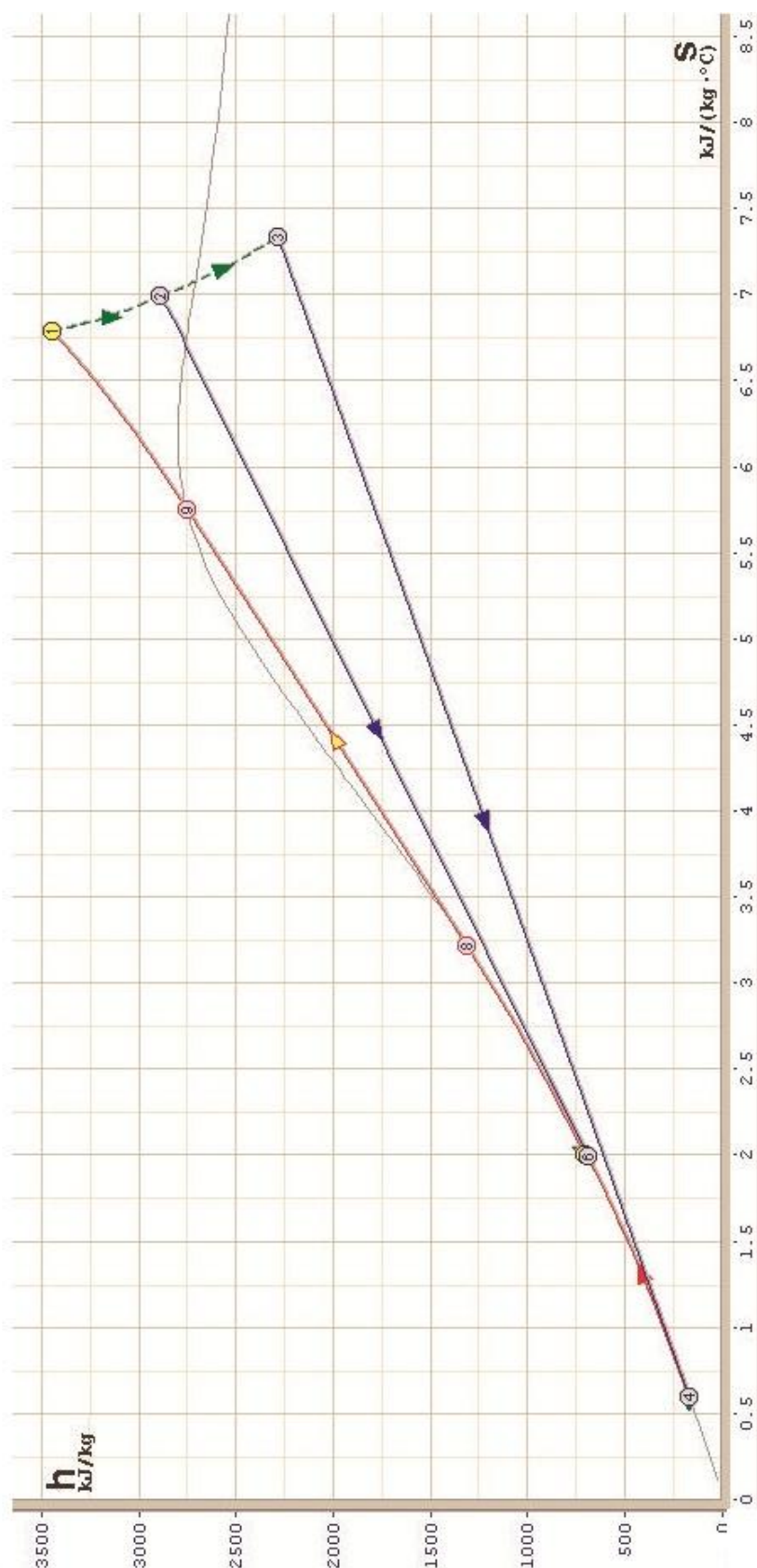


Figura 15. Diagrama de Mollier del ciclo Rankine.

5.3.2. Cálculo de central térmica completa

Una vez conocidos los rendimientos de cada uno de los elementos que componen las centrales solares, así como el sobredimensionamiento (Múltiplo Solar) (ver apartado 5.2), se puede hallar la potencia que es necesaria que incida sobre el campo solar (Tabla 12).

La potencia necesaria que debe transferir el fluido HTF al ciclo Rankine ($P_{GV,HTF}$) se calcula conociendo la potencia necesaria que debe absorber el ciclo Rankine ($P_{GV,Rankine}$) mostrada en la Tabla 11 y el rendimiento del generador de vapor:

$$P_{GV,HTF} = P_{GV,Rankine} / \eta_{GV}$$

Una vez conocida la potencia necesaria en el generador de vapor, conociendo el múltiplo solar y el rendimiento del sistema de almacenamiento se puede conocer la potencia que se envía al almacenamiento en condiciones nominales:

$$P_{almacen} = P_{GV,HTF} \cdot (SM - 1) / \eta_{almacen}$$

Finalmente, la potencia necesaria que debe incidir sobre el receptor y el campo solar se calculan conociendo los respectivos rendimientos térmicos de la siguiente manera:

$$P_{receptor} = (P_{GV,HTF} + P_{almacen}) / \eta_{receptor}$$

$$P_{campo} = P_{receptor} / \eta_{campo}$$

A continuación se muestra una tabla donde se resumen los resultados de las distintas centrales solares.

Fluido en el receptor	Sales	Aire	Agua/vapor
Potencia neta (MW_e)	11	11	11
Potencia en el generador de vapor (MW_t)	31,47	31,47	-
Potencia al almacenamiento (MW_t)	40,06	27,93	-
Potencia sobre el receptor (MW_t)	82,22	59,40	34,37
Potencia en el campo solar (MW_t)	164,44	94,29	44,63

Tabla 12. Resumen de la potencia de las distintas plantas.

Aunque en la Tabla 12 se observa que la potencia necesaria que debe incidir sobre los heliostatos para producir la potencia neta deseada es muy superior en el caso de las sales fundidas que en la generación directa de vapor y por lo tanto el rendimiento térmico es mucho menor, esto es debido al sobredimensionamiento y al menor rendimiento del campo solar principalmente, por lo que en los siguientes apartados se

dimensionará y se calculará la energía neta producida en cada una de las plantas con el fin de calcular los rendimientos térmicos de la producción de energía y compararlas finalmente desde un punto de vista económico.

5.3.3. Dimensionamiento de las plantas

El dimensionamiento de las plantas va a consistir en calcular el número de heliostatos necesarios dado que, junto con el receptor, son los componentes principales.

- **Punto de diseño**

Para realizar un adecuado dimensionado de los diferentes sistemas térmicos, es necesario definir un punto de diseño en el cual el funcionamiento del campo solar sea nominal. Dicho punto se suele tomar, por convenio, el mediodía solar (12:00 hora solar) del solsticio de verano (21 de Junio) en la ubicación de la planta. La ubicación de la planta va a ser la misma en los tres casos, en una finca cerca de Puebla de Cazalla, tal y como se ha mostrado en el Capítulo 4. En la Tabla 13 se han recogido los valores que se van a utilizar para el análisis en el punto de diseño.

Parámetros en el punto de diseño (Sevilla, España)	
Irradiación Solar Directa (DNI)	850 W/m ²
Longitud	5° 18' 8'' W
Latitud	37° 15' 30'' N
Altitud	177 m
Ángulo cenital	13,81°
Ángulo azimutal	0°
Temperatura ambiente	28 °C

Tabla 13. Parámetros en el punto de diseño para la planta termosolar en el emplazamiento seleccionado.

- **Cálculo del campo solar**

Conociendo la irradiancia directa de diseño (850 W/m²) y la potencia incidente sobre el campo solar que es necesaria en cada caso, calculada en el apartado anterior, se puede hallar el número de heliostatos Sanlúcar 120 que son necesarios (Tabla 14).

$$\text{Área del campo solar} = \frac{Q_{\text{campo solar}}}{\text{DNI}}$$

Fluido en el receptor	Sales	Aire	Agua/vapor
Potencia en el campo solar (MW _t)	164,44	94,29	44,63
Área del campo solar	193.458	110.925	52.510
Número de heliostatos	1.759	1.008	477

Tabla 14. Dimensionamiento de las plantas solares.

5.3.4. Cálculo de la producción de energía eléctrica

Una vez conocido el área reflectante (A_{reflec}), la radiación solar directa incidente ($\text{DNR} = 2.084,15 \text{ kWh/m}^2$) y los rendimientos de cada elemento de la planta comentados anteriormente, podemos calcular la energía eléctrica producida por cada una de las plantas anualmente de la siguiente manera (Tabla 15):

$$E_{\text{prod}} = \text{DNR} \cdot A_{\text{reflec}} \cdot \prod \eta$$

$$\prod \eta = \eta_{\text{campo}} \cdot \eta_{\text{receptor}} \cdot \eta_{\text{almacen}} \cdot \eta_{\text{GV}} \cdot \eta_{\text{Rankine}} \cdot \eta_{\text{alternador}}$$

Fluido en el receptor	Sales	Aire	Agua/vapor
Energía en el campo solar (GWh _t)	403,20	231,18	109,44
Energía sobre el receptor (GWh _t)	201,60	145,65	84,27
Energía en el generador de vapor (GWh _t)	173,64	109,58	-
Energía neta (GWh _e)	60,60	38,25	26,94
Rendimiento de la planta	15,03%	16,54%	24,61%

Tabla 15. Resumen de la energía producida por cada planta solar.

Como se ve en la Tabla 15, el rendimiento de la planta con generación directa de vapor es casi un 10% mayor que en las otras dos centrales, por lo que en un principio ese resultado nos lleva a la conclusión de que la mejor opción es la generación directa de vapor puesto que con la misma cantidad de energía solar produciríamos mayor cantidad de energía eléctrica. No obstante el menor rendimiento de la planta de sales fundidas, por ejemplo, es debido al sobredimensionamiento de la planta y esto, aunque disminuye el rendimiento térmico, también permite a la planta producir más del doble de energía eléctrica que la producida por la planta de generación directa de vapor, además de producirla de manera más estable y controlada gracias al almacenamiento.

Por lo dicho anteriormente, será necesario realizar un análisis económico con el fin de comparar el coste referido a la energía producida (LEC) de una u otra central.

5.4. Comparación económica de las distintas tecnologías HTF

Este apartado consistirá en comparar las distintas tecnologías de fluidos de transferencia de calor mediante el cálculo del valor del coste referido a la energía producida (LEC) (Véase Anexo 1).

$$LEC = \frac{(I_t \cdot FCR) + O\&M}{E_{prod}}$$

5.4.1. Análisis de costes de cada tecnología HTF

Primeramente decir que la precisión y el grado de detalle de este análisis no es muy alto debido a la escasa existencia de centrales de torre de carácter comercial operativas y la dificultad de obtener los datos económicos de los distintos proyectos existentes. Por ello, los costes de cada subsistema de la planta se han tomado del Estudio Técnico PER 2011-2020 realizado por IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) donde se analiza una planta de sales fundidas de referencia de 50 MW_e y 6 horas de almacenamiento térmico.

Puesto que los costes mostrados en el estudio del IDAE son del 2010 hay que tener en cuenta la reducción del coste de inversión que se produce entre los años 2010 y 2012. En el Figura 16 se muestra la reducción del coste de inversión estimado en el estudio elaborado por IDAE para el periodo 2011-2020.

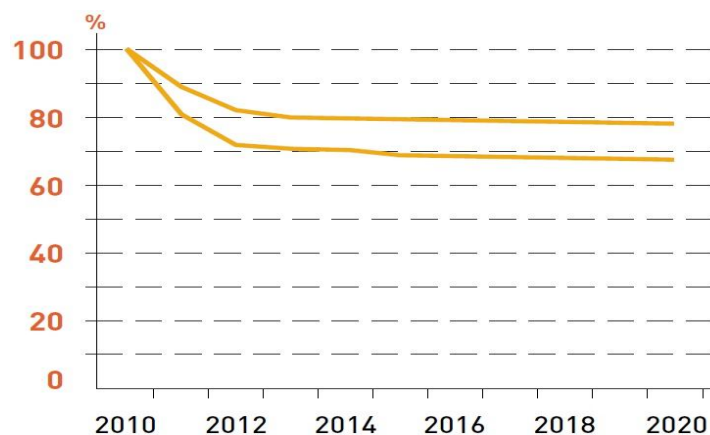


Figura 16. Reducción del coste de inversión de la planta. Fuente: IDAE

Como se puede ver en la figura anterior, el coste de inversión de una central de torre tiene una reducción de entre el 18%, en un escenario conservador, y el 28%, en un escenario optimista, en el año 2012. En el análisis de costes de este proyecto se va a tener en cuenta una reducción del coste de inversión del 20% de modo que sea un análisis conservador.

A continuación se muestran en una tabla (Tabla 16) los costes de los distintos subsistemas de la planta, así como el coste de operación y mantenimiento y el coste total, además del coste referido a la energía producida (LEC) calculado.

Fluido en el receptor	Sales	Aire	GDV
Sistema de captación de la energía solar	31.285.546,40 €	17.935.290,00 €	8.489.308,00 €
Sistema de conversión de la energía solar en térmica	20.809.037,11 €	14.166.190,81 €	9.377.050,73 €
Sistema de almacenamiento de la energía térmica	7.454.613,60 €	2.484.871,20 €	- €
Bloque de potencia	11.616.000,00 €	11.616.000,00 €	11.616.000,00 €
Ingeniería y margen EPC	11.742.257,52 €	7.623.388,08 €	4.864.589,19 €
Total	82.907.454,64 €	53.825.740,09 €	34.346.947,92 €
Coste de operación y mantenimiento	1.658.149,09 €	1.076.514,80 €	686.938,96 €
Energía anual producida (kWh)	60.600.000,00	38.250.000,00	26.940.000,00
LEC (c€/kWh)	20,34	20,93	18,96

Tabla 16. Resumen del análisis de costes de las centrales solares.

Los resultados del análisis de costes de la tabla anterior muestran que la planta con generación directa de vapor produce un LEC menor que las otras dos tecnologías HTF. Este resultado no es del todo cierto puesto que no se ha tenido en cuenta el encarecimiento del receptor solar de vapor sobrecalentado debido a los materiales necesarios para soportar las altas presiones y temperaturas. Si tuviésemos en cuenta el mayor coste del receptor en el caso de la generación directa, posiblemente el valor del LEC aumentaría lo suficiente como para descartar la opción de instalar una central de torre con generación directa de vapor sobrecalentado.

A la vista de los resultados obtenidos anteriormente si hubiese que descartar una tecnología sería la de receptor volumétrico, pero la diferencia de rendimiento y coste con respecto a la tecnología de sales fundidas es muy pequeña por lo que en principio no se va a descartar completamente ninguna de las tres centrales. A continuación se realizará un análisis de riesgos HAZOP sobre el receptor solar de cada una de las centrales, con el fin de comparar los riesgos tecnológicos y valorarlos a la hora de seleccionar una central.

5.5. Análisis de riesgos HAZOP del receptor

El análisis HAZOP es una técnica deductiva para la identificación, evaluación cualitativa y prevención del riesgo potencial y de los problemas de operación derivados del funcionamiento incorrecto de un sistema técnico. El análisis pretende, mediante un protocolo relativamente sencillo, estimular la creatividad de un equipo de expertos con diferente formación para encontrar los posibles problemas operativos. [18]

Según la Chemistry Industry Association, el análisis HAZOP se define como: *“La aplicación de un examen crítico, formal y sistemático a un proceso o proyecto de ingeniería de nueva instalación, para evaluar el riesgo potencial de la operación o funcionamiento incorrecto de los componentes individuales de los equipos, y los consiguientes efectos sobre la instalación como conjunto”*. [19]

El objetivo del análisis es identificar los posibles problemas que puede tener durante el funcionamiento el receptor solar para cada fluido dado que es un elemento importante y diferente en los tres casos. Por ello, en este apartado se van a describir los tres tipos de receptores y se compararán mediante un análisis de riesgos HAZOP los pros y contras de cada uno de los fluidos.

Las principales palabras guía propuestas por *Imperial Chemical Industries* (ICI) y los parámetros de proceso a los que se aplican se muestran en la Tabla 17:

Palabra guía	Significado	Parámetro de proceso
NO	Ausencia de la variable	Flujo, Temperatura, Composición, etc...
MENOS	Disminución cuantitativa	
MÁS	Aumento cuantitativo	
OTRO	Sustitución parcial o total	
PARTE DE	Disminución cualitativa. Se obtiene solamente parte de las intenciones de diseño	

Tabla 17. Palabras guía y parámetros de proceso utilizados en el análisis HAZOP.

Para realizar el estudio se debe seguir los pasos que se muestran en el siguiente diagrama de flujo:

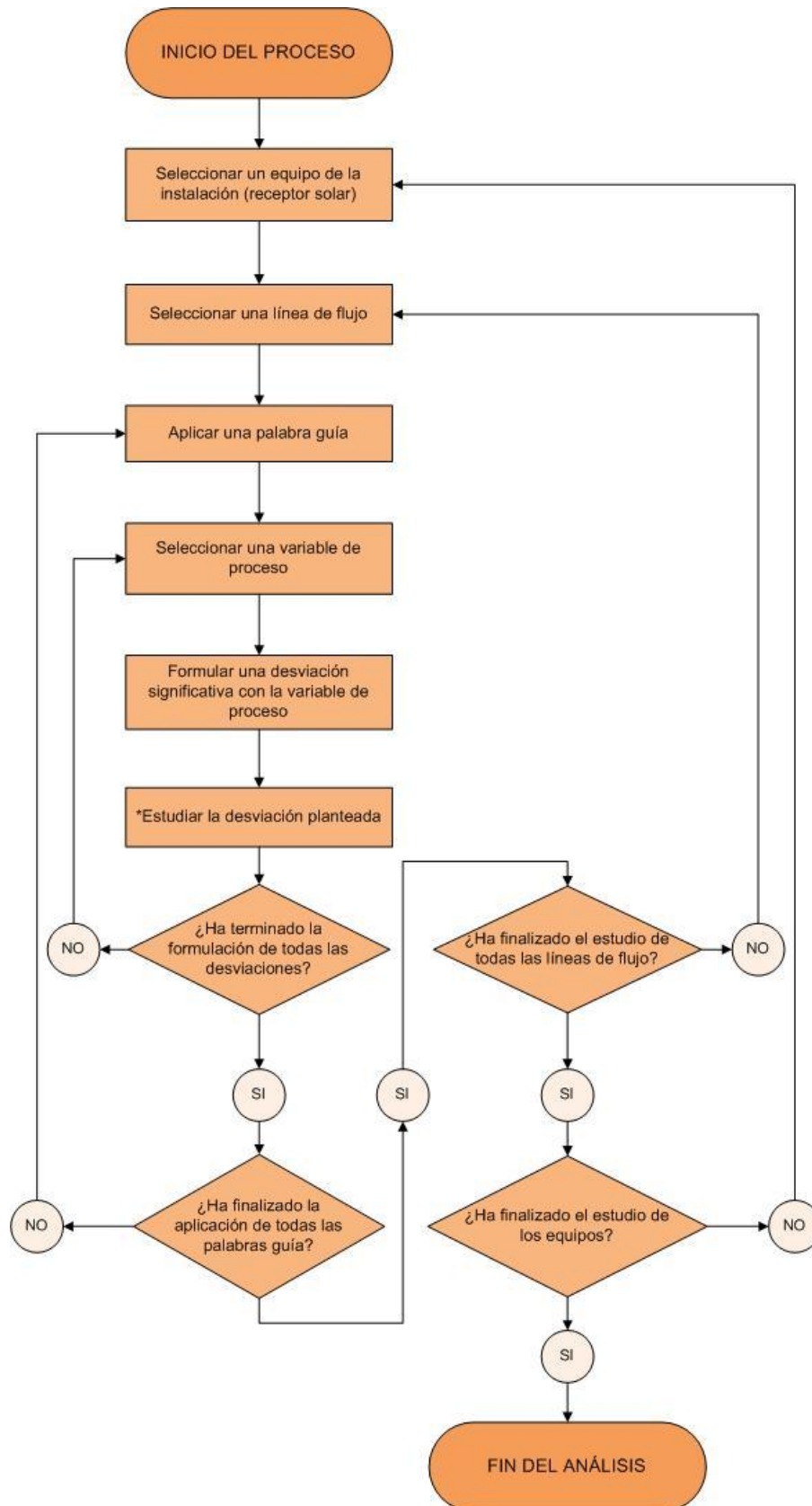


Figura 17. Esquema del análisis HAZOP.

***Estudio de la desviación:**

- Identificación de las posibles causas.
- Identificación de las consecuencias posibles.
- Identificación de las medidas de protección.
- Evaluación de la aceptabilidad del riesgo.
- Propuesta de las medidas correctoras necesarias.

Figura 18. Estudio de la desviación.

La metodología a seguir es, primero seleccionar el elemento crítico a estudiar, en este caso el receptor solar de cada una de las plantas. A continuación sobre cada línea de fluido del receptor se aplican las palabras guía a cada una de las condiciones de operación del proceso, las sustancias y las variables que intervienen (flujo, composición, presión, temperatura, etc.) y se estudia la desviación identificando los problemas con sus causas y consecuencias. Finalmente se propone una solución para minimizar o eliminar esos riesgos.

5.5.1. Análisis HAZOP del receptor de sales fundidas

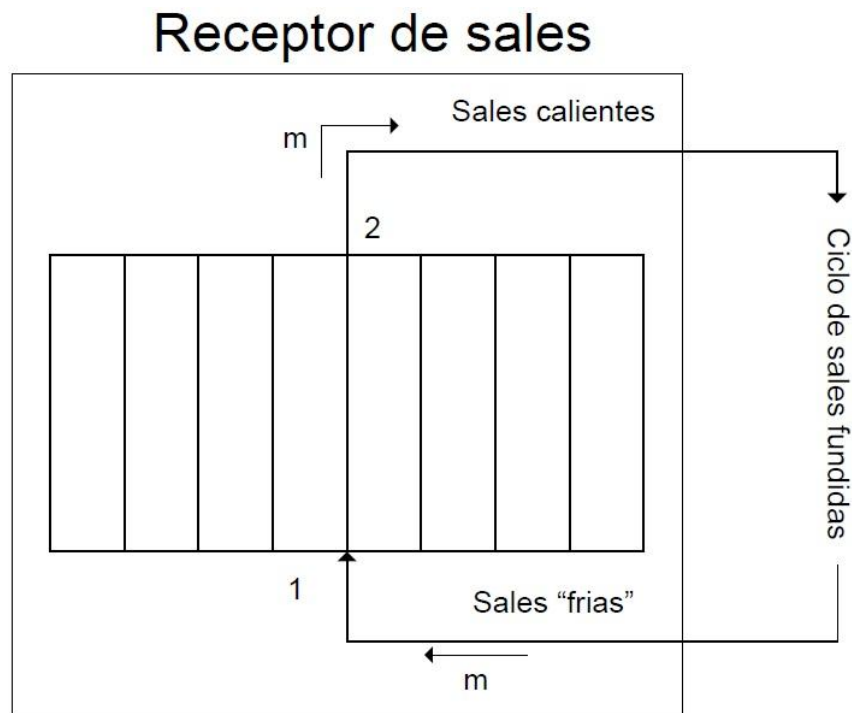


Figura 19. Receptor de sales fundidas antes del análisis.

En la Figura 19 se muestra un receptor de cavidad de sales fundidas, formado por numerosos tubos sobre los que incide el flujo solar reflejado por los heliostatos. En el interior de esos tubos circulan las sales que entran a 290°C aproximadamente (punto 1) y salen a 565°C (punto 2).

La siguiente tabla muestra el análisis HAZOP realizado sobre el receptor de sales fundidas:

Palabra guía	Parámetro	Desviación	Causas	Consecuencias	Acciones
No	Flujo	Falta caudal de sales en el	Fallo en el bombeo	Sobrecalentamiento de los tubos	Parar la instalación y sustituir la bomba
		El receptor no recibe radiación solar	Ausencia de Sol	No se producen sales calientes	Generación de vapor desde el almacenamiento
				Congelación de las sales	Instalar un sistema auxiliar de calentamiento de sales
Menos	Temperatura	Disminución de la temperatura de las sales a la salida del receptor	Escaso flujo solar	No se produce vapor en las condiciones de diseño	Disminuir el caudal de sales a través del receptor y utilizar el sistema de almacenamiento como apoyo
Más	Temperatura	Aumento de la temperatura de las sales a la salida del receptor	Aumento del flujo solar	Degradación de las sales	Aumentar el caudal de sales a través del receptor y almacenar las sales sobrantes
	Flujo	Exceso de caudal de sales en el receptor	Fallo en el bombeo	Temperatura de las sales insuficiente	Disminuir el caudal de sales mediante una purga a la entrada del receptor y sustituir la bomba
		El receptor recibe mayor flujo solar que en condiciones nominales	Exceso radiación	Sobrecalentamiento de los tubos	Aumentar el caudal de sales y almacenar el exceso de sales.
Parte de	Composición	Variación en la composición de las sales	Aumento de la temperatura	Degradación de las sales y fallos en el ciclo	Aumentar el caudal de sales para evitar el aumento de temperatura
Otro	Composición	Fundición de los tubos del receptor, puntos calientes	Flujo solar excesivo	Rotura y deformación de los tubos	Desenfocar parte del campo solar
		Deformación de los tubos	Gradiente de temperatura excesivo entre la entrada y salida		Instalar un sistema de recirculación de las sales calientes para aumentar la temperatura de las sales a la entrada del receptor

Tabla 18. Análisis HAZOP del receptor de sales fundidas.

Una vez realizado el análisis HAZOP se muestran y explican las modificaciones que se han realizado con el fin de evitar posibles riesgos.

Receptor de sales

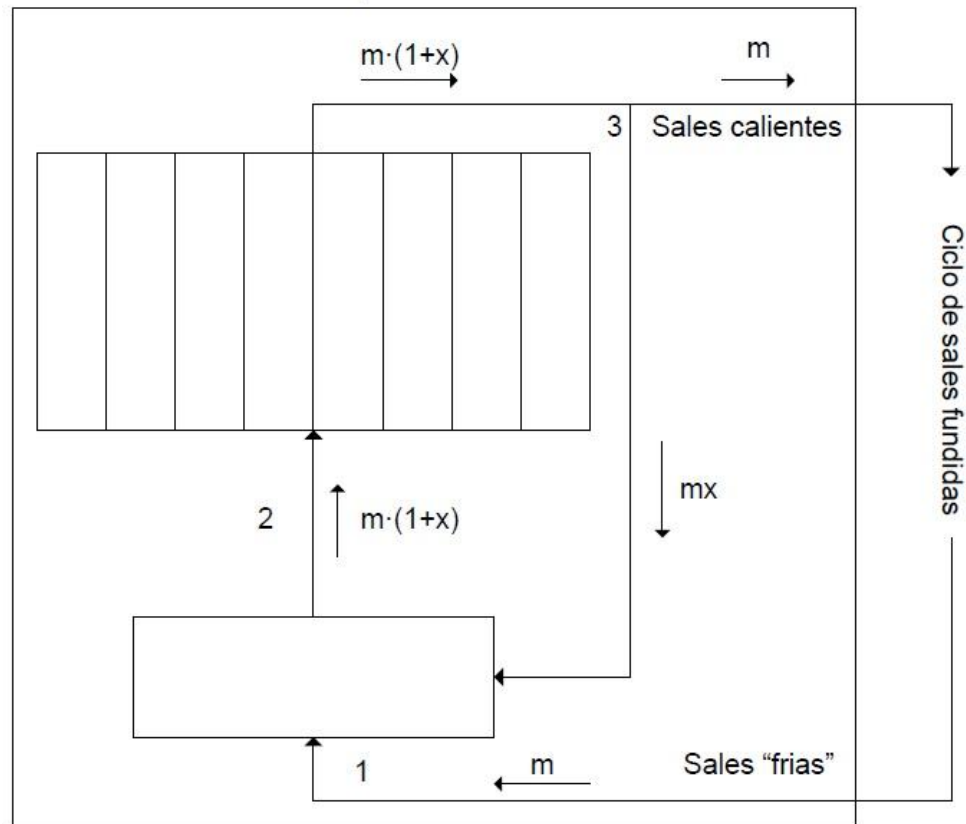


Figura 20. Receptor de sales tras el análisis.

En la Figura 20 se observa un receptor formado por numerosos tubos sobre los que incide el flujo solar y por los que circulan las sales fundidas, y un sistema de recirculación de las sales calientes. Este sistema calienta las sales procedentes del tanque de sales “frías” a 290°C (punto 1) mezclándolas con las sales calientes a la salida del receptor a 565°C (punto 3), con ello se consigue aumentar la temperatura de entrada ($290^{\circ}\text{C} < T_2 < 565^{\circ}\text{C}$) a los tubos del receptor (punto 2) y así disminuir el gradiente de temperatura entre la entrada y la salida de los tubos.

5.5.2. Análisis HAZOP del receptor volumétrico

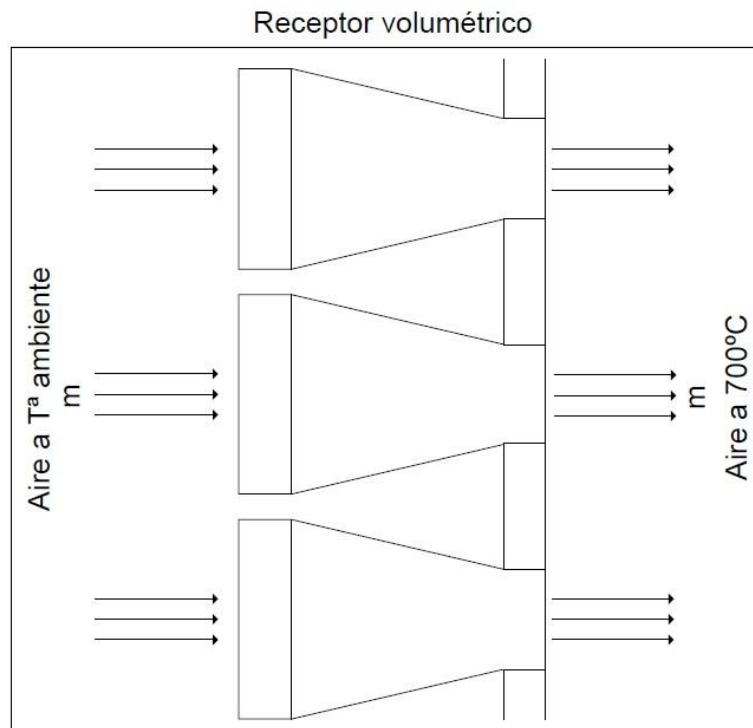


Figura 21. Receptor volumétrico antes del análisis.

En la Figura 21 se muestra un receptor volumétrico, formado por un absorbedor cerámico sobre el que incide el flujo solar reflejado por los heliostatos y a través de la cual circula el aire que entra a temperatura ambiente y sale a 700°C aproximadamente controlado mediante unos sopladores.

La siguiente tabla muestra el análisis HAZOP realizado sobre el receptor volumétrico:

Palabra guía	Parámetro	Desviación	Causas	Consecuencias	Acciones
No	Flujo	Falta caudal de aire en el receptor	Fallo en los sopladores	Sobrecalentamiento de la malla	Parar la instalación y sustituir el soplador
		El receptor no recibe radiación solar	Ausencia de Sol	No se produce aire caliente	Generación de vapor desde el almacenamiento
Menos	Temperatura	Disminución de la temperatura del aire a la salida del receptor	Escaso flujo solar	No se produce vapor con las condiciones de diseño	Disminuir el caudal de aire a través del receptor y utilizar el sistema de almacenamiento para producir vapor
Más	Temperatura	Aumento temperatura del aire a la salida del receptor	Aumento del flujo solar	Problemas estructurales del absorbedor	Instalar un sistema de recirculación de aire "frio" proveniente del generador de vapor y aumentar el caudal de aire a través del receptor
	Flujo	Exceso de caudal de aire en el receptor	Fallo en los sopladores	Temperatura de aire insuficiente	Disminuir el caudal de aire mediante una válvula
		El receptor recibe mayor flujo solar que en condiciones nominales	Exceso radiación	Rotura del absorbedor	Aumentar el caudal de aire y almacenar la energía térmica sobrante en el sistema de almacenamiento
Otro	Composición	Rotura del absorbedor	Flujo solar excesivo	Rotura y deformaciones de la malla del absorbedor	Instalar un sistema de recirculación de aire proveniente de la salida del generador de vapor para refrigerar el absorbedor

Tabla 19. Análisis HAZOP de receptor volumétrico.

Una vez realizado el análisis HAZOP se muestran y explican las modificaciones que se han realizado con el fin de evitar posibles riesgos.

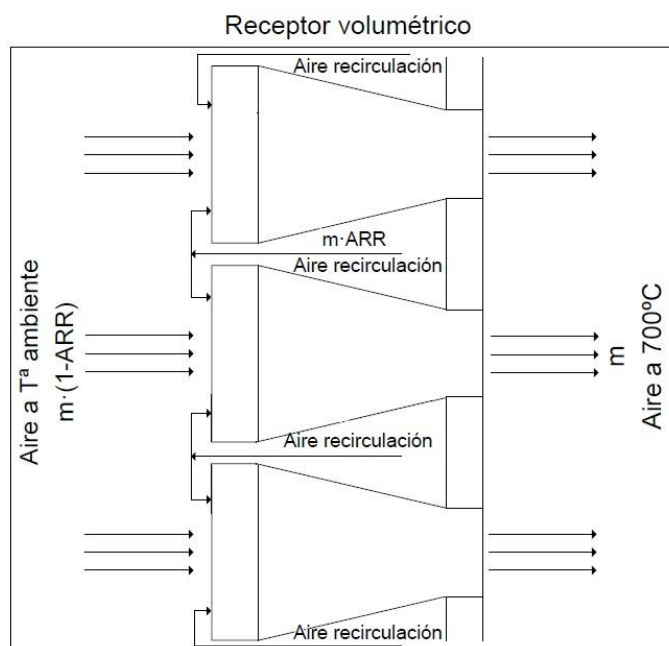


Figura 22. Receptor volumétrico tras el análisis.

En la Figura 22 se observa un receptor volumétrico con recirculación. El aire “frio” proveniente del generador de vapor se recircula por el absorbedor con el fin de refrigerar las paredes de este y así evitar puntos calientes. Además parte del aire recirculado se introduce en el absorbedor junto con el aire exterior para aumentar la eficiencia del ciclo.

5.5.3. Análisis HAZOP del receptor de vapor sobrecalentado

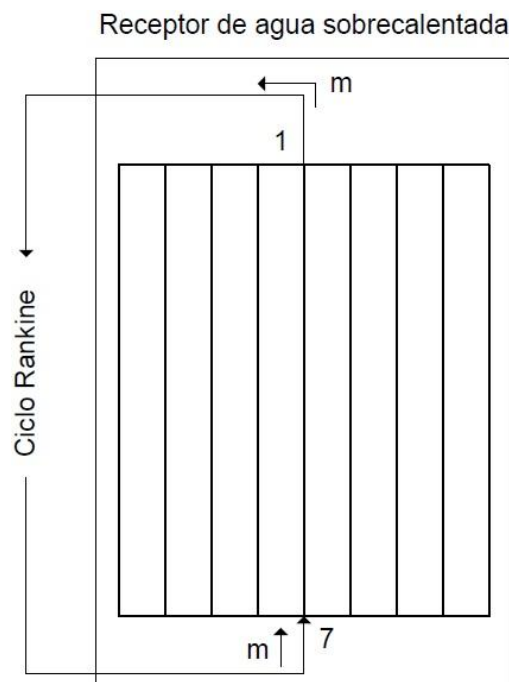


Figura 23. Receptor de agua sobrecalentada antes del análisis.

En la Figura 23 se muestra un receptor de cavidad de vapor sobrecalentado, formado por numerosos tubos sobre los que incide el flujo solar reflejado por los heliostatos. En el interior de esos tubos circula el agua/vapor que entra a 166°C aproximadamente (punto 7) y sale a 520°C (punto 1).

La siguiente tabla muestra el análisis HAZOP realizado sobre el receptor de vapor sobrecalentado:

Palabra guía	Parámetro	Desviación	Causas	Consecuencias	Acciones
No	Flujo	Falta caudal de agua en el receptor	Fallo en el bombeo	Sobrecalentamiento de los tubos	Parar la instalación y sustituir la bomba
		El receptor no recibe radiación solar	Ausencia de Sol	No se produce vapor	Parar la instalación
Menos	Temperatura	Disminución de la temperatura del vapor a la salida del receptor	Escaso flujo solar	No se produce vapor con las condiciones de diseño	Disminuir el caudal de vapor a través del receptor y trabajar en condiciones parciales
	Flujo	El receptor recibe menor flujo solar que en condiciones nominales	Escaso flujo solar por nubes		Instalar un calderín para amortiguar los pequeños transitorios
Más	Temperatura	Aumento temperatura del vapor a la salida del receptor	Flujo solar excesivo	Sobrecalentamiento de los tubos	Desenfocar parte del campo solar
Parte de	Composición	Variación en las características del vapor a la salida del receptor	Disminución de la temperatura	Problemas de cavitación en la turbina	Disminuir el caudal de agua para evitar la disminución de temperatura y trabajar a cargas parciales
Otro	Composición	Rotura de los tubos del receptor	Coexistencia del fluido en estado líquido y gaseoso dentro del mismo tubo	Rotura y deformaciones de los tubos	Instalar los paneles de sobrecalentamiento separados de los paneles del evaporador. Limitar el título de vapor en cada panel del evaporador
			Gradiente de temperatura excesivo en el sobrecalentador	Problemas estructurales	Recircular parte del vapor sobrecalentado hacia el calderín para elevar la temperatura de entrada al sobrecalentador

Tabla 20. Análisis HAZOP del receptor de agua sobrecalentada.

Una vez realizado el análisis HAZOP se muestran y explican las modificaciones que se han realizado con el fin de evitar posibles riesgos.

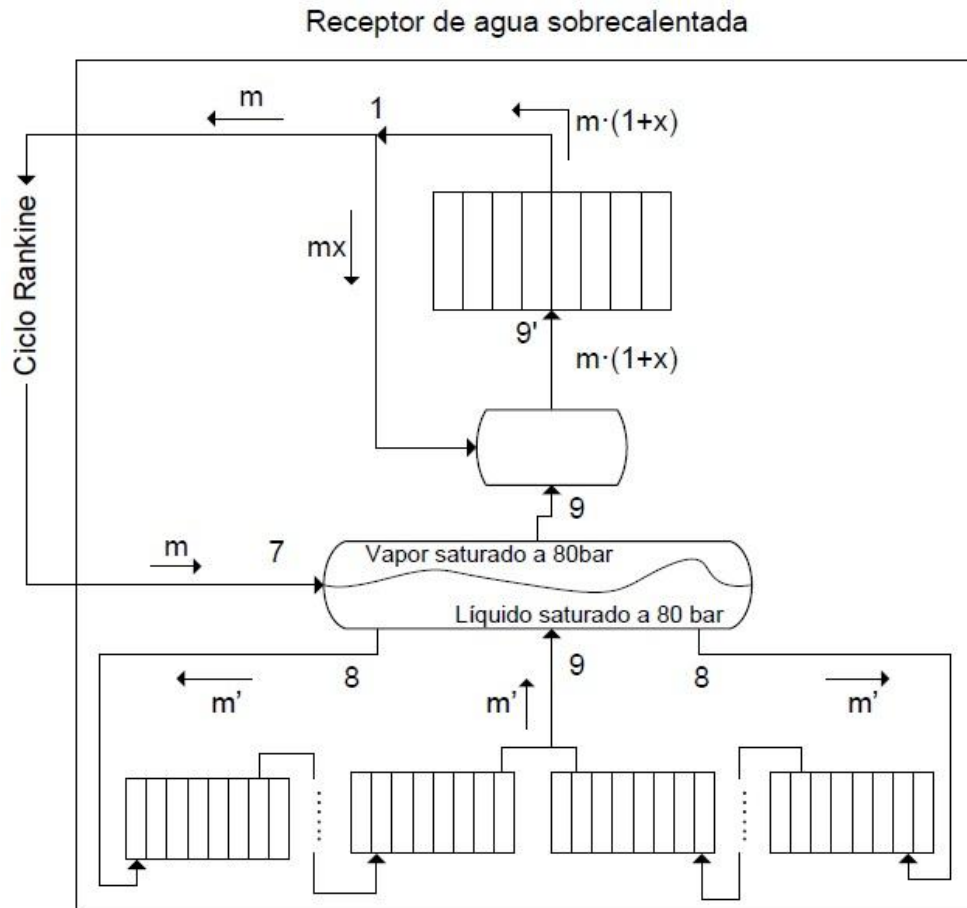


Figura 24. Receptor de agua sobrecalentada tras el análisis.

En la Figura 24 se observa un receptor formado por un evaporador y un sobrecalentador, por lo que el campo solar estará configurado de tal manera que parte de los heliostatos reflejen la radiación solar sobre el sobrecalentador y otra parte la reflejen sobre el evaporador. Tanto el evaporador como el sobrecalentador están formados por numerosos tubos sobre los que incide el flujo solar y por los que circula el agua/vapor.

El agua que entra en el evaporador, procedente del calderín, es líquido saturado a 80 bares (punto 8) y sale como vapor saturado a la misma presión (punto 9). Durante el recorrido por el evaporador el agua circula a través de distintos paneles con el fin de controlar el título de vapor a la entrada y salida de cada panel para evitar una diferencia excesiva de la densidad del fluido dentro de los tubos que podría dañarlos. Posteriormente el vapor saturado (295°C) se introduce en un intercambiador donde se mezcla el vapor saturado con el vapor sobrecalentado recirculado (punto 1) para elevar la temperatura del vapor ($295^{\circ}\text{C} < T_9 < 520^{\circ}\text{C}$) a la entrada del sobrecalentador (punto 9') y así disminuir el gradiente térmico en el sobrecalentador. Este vapor se introduce en el sobrecalentador donde se obtiene vapor sobrecalentado a 520°C (punto 1).

5.5.4. Resultado del análisis HAZOP

Como se ve en las tablas de los análisis HAZOP realizados para cada receptor solar, el receptor volumétrico es el que menor riesgos tecnológicos presenta gracias a la recirculación de aire que evita el sobrecalentamiento de la estructura, a la utilización de un fluido sin ningún tipo de riesgo medioambiental y al efecto volumétrico que hace que el absorbedor se encuentre a menor temperatura en la zona donde incide la radiación solar reflejada.

También se observa tanto en el ciclo de aire como en el de sales fundidas, que un sistema de almacenamiento térmico tiene numerosas ventajas respecto a la producción de energía dado que amortigua las fluctuaciones de radiación solar que se producen durante el día y esto permite no parar la planta, ni trabajar a cargas parciales tan a menudo como en el caso de la generación directa de vapor, por lo que el sistema de almacenamiento térmico aumenta la vida útil de la planta. Este hecho es más visible en el caso de las sales fundidas dado que el tamaño del almacenamiento es mayor que el del aire debido a las buenas propiedades térmicas de las sales.

Por lo dicho en este apartado, en principio una planta de receptor solar de sales fundidas o de receptor volumétrico serían las mejores opciones a la hora de producir energía desde un punto de vista de los riesgos asociados al receptor dado que la producción sería más estable y controlable.

Capítulo 6

Conclusiones

Como se ha visto en anteriormente, la tecnología de generación directa de vapor obtiene, con los datos de que se dispone, mejores resultados tanto de rendimiento térmico como económicos. Sin embargo en este tipo de centrales solares, además de mejorar el rendimiento de la planta, se busca que la producción de energía sea estable y se pueda adaptar a las necesidades, aspecto que no se ve reflejado en la central con GDV y sí en las otras dos tecnologías HTF gracias al sistema de almacenamiento.

Económicamente, aunque la GDV en principio presenta un LEC de la energía menor, la diferencia respecto a las sales fundidas es de poco mas de 1 c€/kWh, diferencia que además disminuiría al tener en cuenta el mayor coste del receptor de vapor sobrecalentado, y por lo tanto no mostraría ninguna ventaja sobre las otras tecnologías dado que los riesgos asociados a la generación directa de vapor en el receptor son aún muy grandes. Por todo esto, la instalación de una central con generación directa de vapor no es actualmente la mejor opción para producir energía eléctrica.

Respecto a la planta de receptor volumétrico aunque tiene la ventaja de utilizar un fluido totalmente accesible y sin ningún tipo de riesgo para el medio ambiente, además de que los riesgos analizados mediante HAZOP son pequeños, también presenta algunos inconvenientes como son el bajo rendimiento del receptor, la limitación del tamaño del sistema de almacenamiento térmico, un mayor LEC

comparado con la planta de sales fundidas y sobretudo la poca madurez de la tecnología de manera comercial. Por ello la central con receptor de sales fundidas aunque presenta mayores riesgos que la tecnología de receptor volumétrico debido al problema de congelación de las sales, es también la que mayor cantidad de energía produce anualmente de manera estable gracias al sistema de almacenamiento térmico, además de ser la opción con mayor madurez de las tres tecnologías HTF analizadas en este proyecto.

Por lo tanto, la mejor opción actualmente es la de instalar una central de sales fundidas por ser la opción que presenta un mejor equilibrio entre el coste de energía y los riesgos tecnológicos.

Capítulo 7

Bibliografía

- [1] “Estudio de viabilidad de una central termosolar en el sur de España”, Jose Manuel Ortega Montero / Proyecto Final de Carrera / Universitat Rovira I Virgili.
- [2] “Análisis de un sistema de disco parabólico con motor Stirling”, Jorge Losada San José / Proyecto Final de Carrera / Universidad Carlos III de Madrid.
- [3] “Energía Solar Termoeléctrica”, Dr. Manuel Romero Álvarez / Plataforma Solar de Almería (PSA).
- [4] “Renewable Energy Technology Characterizations”, DeMeo E.A., Galdo J.F. / Department of Energy.
- [5] “Solar Power Tower Development: Recent Experiences”, C. Tyner, G. Kolb, M. Prairie, G. Weinrebe, A. Valverde, M. Sanchez / Department of Energy.
- [6] “An update on Solar Central Receiver Systems, Projects, and Technologies”, M. Romero, R. Buck y J. E. Pacheco / American Society of Mechanical Engineers.
- [7] “Funcionamiento de Gemasolar”, Torresol Energy
- [8] “Análisis comparativo de una planta solar monotorre frente a configuraciones multitorre”, F. Grimaldi, D. Martínez, M. Leal y M. Piñole / Proyecto Final de Máster / Escuela de Organización Industrial.

- [9] “Diseño y estudio de viabilidad técnica, económico-financiera y ambiental de una planta termosolar de receptor central”, David Donado Cortés / Proyecto Final de Carrera / Universidad Carlos III de Madrid.
- [10] “Volumetric receivers in Solar Thermal Power Plants with Central Receiver System technology: A review”, Antonio L. Ávila-Marín / CIEMAT.
- [11] “Thermal energy storage: How previous findings determine current research priorities”, D. Fernandez, F. Pitié, G. Cáceres y J. Baeyens.
- [12] “Diseño y optimización del campo solar de un sistema de receptor central con sobrecalentamiento de vapor”, Manuel Jesús Martínez Pelayo / Proyecto Final de Carrera / Universidad de Sevilla.
- [13] “Análisis y propuestas de sistemas solares de alta exergía que emplean agua como fluido calorífero”, María José Montes Pita / Tesis Doctoral / Universidad Politécnica de Madrid.
- [14] “Dimensionado y simulación de una planta de receptor central de 20MW”, Pedro de la Lastra Pérez / Universidad de Sevilla.
- [15] “Fundamentos de termodinámica técnica”, J. Morán y N. Shapiro
- [16] “Plan de Energías Renovables 2011-2020”, Instituto de la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA).
- [17] “Evaluación del potencial de energía solar termoeléctrica”, Estudio Técnico PER 2011-2020, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).
- [18] “HAZOP: Guide to best practice”, M. Preston y B. Tyler, Institution of chemical Engineers, Reino Unido 2008.
- [19] “A guide to hazard and operability studies”, Chemical Industries Association, Canada 1993.

Referencias de páginas web:

Science Direct

www.sciencedirect.com

Torresol Energy

<http://www.torresolenergy.com/>

Planta Solar de Almería

<http://www.psa.es/>

Abengoa Solar

<http://www.abengoasolar.com/>

Boletín Oficial del Estado

<http://www.boe.es/>

Agencia Internacional de la Energía

<http://www.iea.org/>

Junta de Andalucía

<http://www.juntadeandalucia.es>

Instituto Geográfico Nacional

<http://www.ign.es>

Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente

<http://www.magrama.gob.es>

Fondo Español de Garantía Agraria

<http://www.fega.es>

Satel-Light

<http://www.satel-light.com>

ProtermoSolar, Asociación Española de la Industria Solar Termoeléctrica.

<http://www.protermsolar.com/>

U.S. Department of Energy

<http://energy.gov/>

Comisión Europea

<http://ec.europa.eu>

NASA Atmospheric Science Data Center

<http://eosweb.larc.nasa.gov/>

Agencia Andaluza de la Energía

<http://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/>

International Association for the Properties of Water and Steam

<http://www.iapws.org/>

Simulador termodinámico Termograf.

<http://termograf.unizar.es/www/index.htm>

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

<http://www.idae.es/>

Anexo

A.1. Cálculo de coste referido a la energía producida (LEC)

El cálculo del LEC se realiza mediante la siguiente fórmula:

$$\text{LEC} = \frac{(I_t \cdot \text{FCR}) + \text{O\&M}}{E_{\text{prod}}}$$

Donde,

- I_t : es la inversión total de la planta.
 - FCR (Fixed Charge Rate): es la tasa de interés compuesta.
 - O&M: es el coste de operación y mantenimiento de la planta.
 - E_{prod} : es la energía neta producida anualmente por la planta.
- El FCR se calcula de la siguiente manera:

$$\text{FCR} = \text{PTI} + \frac{(1 - \text{ITC}) - (\text{ITR} \cdot \text{DEP})}{(1 - \text{ITR}) \cdot f_{\text{dis}}}$$

Donde,

- PTI: es el impuesto anual sobre la propiedad y seguros (1%).
- ITC: es el crédito a los impuestos sobre la inversión (0%).

- ITR: es el impuesto sobre los ingresos (35%).
- DEP: es el factor de depreciación.
- fdis: es el factor de descuento.

- El factor de depreciación (DEP) será:

$$DEP = \sum_{n=1}^{N_{dep}} \frac{(1/N_{dep})}{(1 + r_{dis})^n} \Rightarrow \boxed{DEP = 0,3753}$$

Siendo,

- Ndep: es el número de años en los que se deprecia la planta (30 años).
- rdis: es la tasa de descuento anual (8%).

- El factor de descuento (fdis) será:

$$f_{dis} = \sum_{n=1}^{N_{op}} \frac{1}{(1 + r_{dis})^n} \Rightarrow \boxed{f_{dis} = 11,2578}$$

Siendo,

- Nop: es la vida económica de la planta (30 años).

Por lo que finalmente FCR es:

$$\boxed{FCR = 12,87\%}$$

El coste de operación y mantenimiento se ha supuesto un 2% del la inversión total, igual para las tres tecnologías HTF.

$$O\&M = 2\% \cdot I_t$$

La inversión de la planta se ha obtenido en cada caso suponiendo proporcionales los distintos costes de la planta con respecto a una planta de receptor central de referencia mostrada en el Estudio Técnico PER 2011-2020 tal y como se dijo anteriormente.

$$I_t = \sum \text{Costes del subsistema}$$

Los costes de los subsistemas una vez aplicado el 20% de la reducción de costes para cada una de las plantas son los siguientes:

Sistema de captación de la energía solar	
Espejos	9,60 €/m ²
Estructuras metálicas	67,20 €/m ²
Seguidores solares	5.600,00 €/unidad
Movimiento de tierras	8,40 €/m ²
Cimentación	5,60 €/m ²
Montaje	16,00 €/m ²
Nave de montaje	4,00 €/m ²

Tabla 21. Costes del sistema de captación de la energía solar.

Sistema de conversión de la energía solar en térmica	
Fluido de trabajo (sales fundidas)	0,58 €/kg
Receptor solar	168,00 €/kW _t Receptor
Sistema mecánico	23,34 €/kW _t Receptor
Sistema de protección contra incendios	432.000,00 €/unidad
Sistema de inertización	240.000,00 €/unidad
Caldera de gas natural	50,88 €/kW _t Caldera
Obra civil: torre receptor	641.192·e ^(0,012·h) €

Tabla 22. Costes del sistema de conversión solar-térmica.

Sistema de almacenamiento de la energía térmica	
Sistema de trasiego: tanques y tuberías (obra civil incluida)	11,84 €/kWh _e capacidad
Sistema de llenado inicial	1,13 €/kWh _e capacidad
Obra civil	2,82 €/kWh _e capacidad

Tabla 23. Costes del sistema de almacenamiento térmico.

Bloque de potencia	
Intercambiadores de calor	192,00 €/kW
Equipos rotatorios y mecánicos	416,00 €/kW
Sistemas auxiliares (BOP)	288,00 €/kW
Obra civil	160,00 €/kW

Tabla 24. Costes del bloque de potencia.

El coste de inversión de cada una de las plantas solares, conocidas todas las características de estas, es:

Fluido de trabajo	Sales	Aire	GDV
Sistema de captación de la energía solar	31.285.546,40 €	17.935.290,00 €	8.489.308,00 €
Espejos	1.857.196,80 €	1.064.880,00 €	504.096,00 €
Estructuras metálicas	13.000.377,60 €	7.454.160,00 €	3.528.672,00 €
Seguidores solares	9.850.400,00 €	5.644.800,00 €	2.671.200,00 €
Movimiento de tierras	1.625.047,20 €	931.770,00 €	441.084,00 €
Cimentación	1.083.364,80 €	621.180,00 €	294.056,00 €
Montaje	3.095.328,00 €	1.774.800,00 €	840.160,00 €
Nave de montaje	773.832,00 €	443.700,00 €	210.040,00 €
Sistema de conversión de la energía solar en térmica	20.809.037,11 €	14.166.190,81 €	9.377.050,73 €
Fluido de trabajo	2.276.558,78 €	- €	- €
Receptor solar	13.812.960,00 €	9.979.200,00 €	5.774.160,00 €
Sistema mecánico	1.918.685,92 €	1.386.158,40 €	802.058,32 €
Sistema de protección contra incendios	432.000,00 €	432.000,00 €	432.000,00 €
Sistema de inertización	240.000,00 €	240.000,00 €	240.000,00 €
Caldera de gas natural	- €	- €	- €
Obra civil: torre receptor	2.128.832,41 €	2.128.832,41 €	2.128.832,41 €
Sistema de almacenamiento de la energía térmica	7.454.613,60 €	2.484.871,20 €	- €
Sistema de trasiego: tanques y tuberías (obra civil incluida)	5.589.072,00 €	1.863.024,00 €	- €
Sistema de llenado inicial	532.472,40 €	177.490,80 €	- €
Obra civil	1.333.069,20 €	444.356,40 €	- €
Bloque de potencia	11.616.000,00 €	11.616.000,00 €	11.616.000,00 €
Intercambiadores de calor	2.112.000,00 €	2.112.000,00 €	2.112.000,00 €
Equipos rotatorios y mecánicos	4.576.000,00 €	4.576.000,00 €	4.576.000,00 €
Sistemas auxiliares (BOP)	3.168.000,00 €	3.168.000,00 €	3.168.000,00 €
Obra civil	1.760.000,00 €	1.760.000,00 €	1.760.000,00 €
Ingeniería y margen EPC	11.742.257,52 €	7.623.388,08 €	4.864.589,19 €
Ingeniería PeM	1.067.477,96 €	693.035,28 €	442.235,38 €
Margen EPC (15%)	10.674.779,57 €	6.930.352,80 €	4.422.353,81 €
Total	82.907.454,64 €	53.825.740,09 €	34.346.947,92 €

Tabla 25. Coste de inversión de cada planta solar.

- **Cálculo de la cantidad de sales fundidas en los tanques.**

La cantidad de sales fundidas necesaria en el sistema de almacenamiento se calcula, conociendo la cantidad de energía que hay que almacenar (Q_{almacen}) y las características de las sales calientes y frías, de la siguiente manera:

$$Q_{\text{almacen}} = 15h \cdot 31,47\text{MW} = 472 \text{ MWh} = 1.699.200 \text{ MJ}$$

$$\text{Sales calientes} \Rightarrow T_c = 565^\circ\text{C}; h_c = 537,35 \text{ kJ/kg}; \rho_c = 1730,70 \text{ kg/m}^3$$

$$\text{Sales frías} \Rightarrow T_f = 290^\circ\text{C}; h_f = 107,38 \text{ kJ/kg}; \rho_f = 1905,60 \text{ kg/m}^3$$

$$Q_{\text{almacen}} = m \cdot \Delta h \rightarrow m = \frac{Q_{\text{almacen}}}{\Delta h} = 3.951.904 \text{ kg} \approx \boxed{3.952 \text{ tn}}$$